

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

Corso di Laurea magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Tesi di Laurea

Gestione della domanda in reti di distribuzione attive attraverso la
teoria dei prezzi nodali

Relatore

Ing. Massimiliano Coppo

Correlatore

Ing. Marco Agostini

Laureando
Andrea Bezzon

Anno Accademico 2018-2019

Sommario

1. Introduzione	3
2. Mercato elettrico in Italia	5
2.1 IPEX (Italian Power Exchange)	5
2.1.1 Mercato del giorno prima (MGP)	6
2.2.2 Mercato Infragiornaliero (MI)	7
2.2.3 MSD	7
2.2 Evoluzione dei servizi richiesti dal sistema elettrico e nuove risorse per fornirli	8
2.2.1 Regole di dispacciamento previste e vigenti	8
2.2.2 Principali criticità di sistema: Criticità dovute allo sviluppo di fonti rinnovabili non programmate da eolico e fotovoltaico	9
2.2.3 Elementi di barriera	9
2.2.4 Risorse scambiabili sul MSD	11
2.2.5 Risorse richieste non scambiabili su MSD	12
2.3 La riforma del MSD in Italia	13
2.3.1 DCO 354/2013	14
2.3.2 DCO 557/2013	14
2.3.3 DCO 298/2016	16
2.3.4 Delibera 300/2017	16
3. Demand Response	17
3.1 VoLL e Demand response	17
4. Teoria dei prezzi spot	21
4.2 Vincoli e componenti di prezzo	22
4.2.1 Vincoli e componenti di prezzo relativi alla generazione	22
4.2.2 Vincoli e componenti di prezzo relativi alla rete	24
4.3 Funzione da minimizzare e definizione del lagrangiano	25
4.4 Applicazione dei prezzi spot ad una rete di distribuzione	30
5. Metodi di simulazione e elasticità della domanda	31
5.1 Matpower e suo utilizzo per ottimizzare la rete	42
5.1.1 Inserire i dati della rete che si vuole analizzare	42
5.1.2 Applicazione dei profili di generazione e carico	44
5.1.3 Nodo di saldo	45
5.1.4 Base dei tempi	46
6. Scenari e simulazioni	47
6.1 Rete a 32 nodi	47
6.2 Scenario 1: prelievi inelastici	52
6.2.1 Periodo notturno – ore 0.00	52
6.2.2 Periodo diurno – ore 12.00	57
6.2.3 Periodo serale – 19.00	63
6.3 Scenario 2: prelievi elastici	67
6.3.1 Periodo notturno – 0.00	67
6.3.2 Periodo diurno – 12.00	74
6.3.3 Periodo serale – 19.00	78
6.4 Analisi parametrica dell'elasticità della domanda	82
6.5 Simulazione dell'operazione di rete su 24 ore	84
6.4.1 variazione del social cost giornaliero	85
7. Conclusione	87

1. Introduzione

L'energia elettrica fin dalla sua scoperta è sempre stata una proprietà della materia, ma il modo di sfruttarla si è evoluto decennio dopo decennio. Gli impianti di generazione permettono all'uomo di trasformare molte forme di energia in potenza elettrica e di introdurla in una rete che si sta espandendo anno dopo anno, garantendo una sempre maggior interconnessione tra nazioni e continenti. Questa rete di trasmissione fa da congiunzione tra la produzione da diverse fonti, rinnovabili e non, e la distribuzione a tutti i consumatori.

Le reti di distribuzione non si limitano ad essere soltanto l'ultimo anello della catena, ma la loro importanza sta via via aumentando, in una transizione che sta trasformando questi sistemi da parti completamente asservite all'alimentazione dei carichi a reti sempre più attive con cospicua presenza di risorse di generazione. Anche se le linee di media e bassa tensione sono sviluppate radialmente e non sono magliate come quelle di trasmissione, una sempre maggiore quantità di energia viene prodotta dai cosiddetti generatori distribuiti ed erogata nella rete di distribuzione. È sorta, quindi, la necessità di gestire con maggior cura la regolamentazione dei servizi di dispacciamento e al contempo una opportunità nello sfruttare questo lato della rete con intelligenza.

Il sistema elettrico è un insieme di nodi e linee alimentati a diversi valori di tensione che necessita di costante monitoraggio e controllo per rendere il servizio elettrico sicuro ed affidabile. È fondamentale monitorare la frequenza di rete e di farla restare costantemente attorno al valore nominale (per esempio 50Hz in Europa o 60Hz negli USA), regolare la tensione dei nodi iniettando potenza reattiva in prossimità dei carichi, in modo da contrastare gli effetti della caduta di tensione. Nel mercato elettrico, infatti, c'è la fornitura di questi servizi, detti servizi ancillari, riveste un ruolo fondamentale a sostegno di tutto il sistema elettrico. Queste tipologie di servizio sono attualmente fornite in larga parte dai grandi impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione, tuttavia, a causa della transizione menzionata in precedenza, esiste la necessità di coinvolgere maggiormente gli utenti della rete di distribuzione in queste attività.

La recente e cospicua maturazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), come fotovoltaico ed eolico, ha introdotto alcune difficoltà nella programmazione a breve termine e nell'esercizio del sistema elettrico. L'aumento della produzione da parte delle citate FRNP si verifica a spese delle unità programmabili a fonti fossili, come i cicli combinati, che possono essere messe fuori servizio essendo meno competitive sul mercato. Negli ultimi anni, 13 GW di potenza termoelettrica convenzionale sono stati dismessi.

Le unità programmabili a fonti fossili, tralasciando l'impatto ambientale, in virtù della loro caratteristica di variare rapidamente e con continuità la potenza immessa in rete, assolvono anche il compito di fornire al sistema elettrico i servizi di regolazione della potenza attiva e reattiva grazie alla riserva pronta. Di tali servizi si avvale il gestore del sistema elettrico (in Italia, Terna) per svolgere il bilanciamento e risoluzione delle congestioni, garantendo sicurezza e qualità della fornitura.

Si capisce che, dal momento che le fonti rinnovabili stanno soppiantando gli impianti tradizionali programmabili, il sistema elettrico ha bisogno di nuove risorse flessibili, contraddistinte da una costante e pronta disponibilità a variare il flusso di immissione/prelievo sulla rete. Possono partecipare risorse che finora non erano considerate capaci di fornire servizi di bilanciamento, come la generazione programmabile di taglia inferiore ai 10 MVA, la generazione da FRNP e la domanda. Le norme si stanno rinnovando affinché il problema si risolva in questa direzione.

Si riconosce, infatti, la necessità non soltanto di incrementare il coinvolgimento delle FRNP nella fornitura dei servizi di rete, ma anche di far partecipare in maniera sempre più attiva il consumatore, che non è più un semplice utente che sfrutta un servizio, ma diventa un prosumer, ovvero una figura che può fornire potenza elettrica e servizi utili all'intera rete o ad altri prosumer. L'idea di scambiarsi informazioni e servizi in tempo reale si presta bene al concetto di domanda flessibile o demand response perché consente ai consumatori, tramite un segnale di prezzo, di modificare il proprio assorbimento di potenza elettrica.

La demand response risolverebbe un problema come la probabilità di perdita di carico, che rischia di concretizzarsi quanto più si vuole garantire una continuità del servizio nei momenti di picco della domanda. Tanto maggiore è il carico massimo, tanto maggiore è la probabilità di non disporre delle risorse necessarie a farvi fronte in caso di guasti. Il taglio della domanda, seppure efficace, non rappresenta una misura definitiva, visto l'elevato costo sociale che comporta. In questi anni, sono nati programmi per attenuare questa problematica, come il servizio di interrompibilità dei carichi o di modifica del diagramma di prelievo (shiftable loads), indicando che la domanda flessibile resta una possibile e concreta risposta intelligente al cambiamento in atto perché coniuga un principio economico di valorizzazione marginale delle risorse insieme ad una maggiore sicurezza del sistema elettrico. Nel percorso di sviluppo di questa tecnologia, saranno necessari interventi sia sul piano regolatorio, per modificare le regole di organizzazione del mercato elettrico, avvicinando quest'ultimo sempre più al tempo reale, sia sul piano tecnologico, vista la necessità di ampliare i canali di comunicazione con l'utente finale.

La necessità di comunicare segnali di prezzo ai consumatori potrebbe permettere l'applicazione di una teoria elegante quanto efficace, quella degli Spot Prices, attraverso cui definire dei prezzi nodali anche sulla rete di distribuzione, che variano in un determinato intervallo orario. Questa teoria, attualmente applicata con diversi livelli di complessità nella gestione delle contrattazioni nel mercato elettrico (ne è un esempio la PJM Interconnection nel nord-est degli USA, ma anche la gestione con prezzi zonali del mercato italiano), potrebbe infatti essere estesa anche alla gestione ottima della rete di distribuzione, seppure la loro struttura radiale comporti delle peculiarità che devono essere approfondite.

Questo elaborato nasce appunto per sviluppare questa tematica, applicando la teoria dei prezzi spot in reti di distribuzione, inserendosi nell'attività di ricerca del gruppo di Sistemi Elettrici dell'Università di Padova. In particolare, il lavoro presentato in questo elaborato si focalizza sulla messa a punto di modelli di carico che permettano di valutare la risposta della domanda alla variazione nel prezzo al rispettivo nodo di rete di distribuzione. Una volta definita la flessibilità della domanda, si riportano delle simulazioni effettuate su un modello di rete di distribuzione utilizzando il toolbox Matpower, in particolare per rilevare gli effetti legati alla gestione ottima della domanda. L'analisi delle diverse condizioni di funzionamento legate ai profili di generazione e assorbimento permetteranno di ricavare informazioni utili a quantificare il beneficio di questa gestione in termini di qualità del servizio.

2. Mercato elettrico in Italia

Il mercato elettrico italiano, come lo conosciamo oggi, è stato creato a seguito del processo di liberalizzazione iniziato nel 1999 con il decreto Bersani che l'ha trasformato, di fatto, da mercato monopolistico in uno concorrenziale. Fin dalla nascita di ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica), nel 1962, la struttura del mercato elettrico è stata verticalmente integrata, ossia che questa società era incaricata di gestire l'intera filiera dell'industria elettrica. Si può, quindi, dire che compito di ENEL era la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica. Il decreto Bersani, invece, ha avuto l'effetto di liberalizzare le attività di produzione e vendita dell'energia elettrica, regolamentando il funzionamento del mercato in condizioni di concorrenza in questi due settori. Capitali privati e la concorrenza tra operatori (sia per la produzione, sia per la distribuzione e la vendita dell'energia) hanno permesso di avere tariffe più basse rispetto alla situazione precedente il 1999.

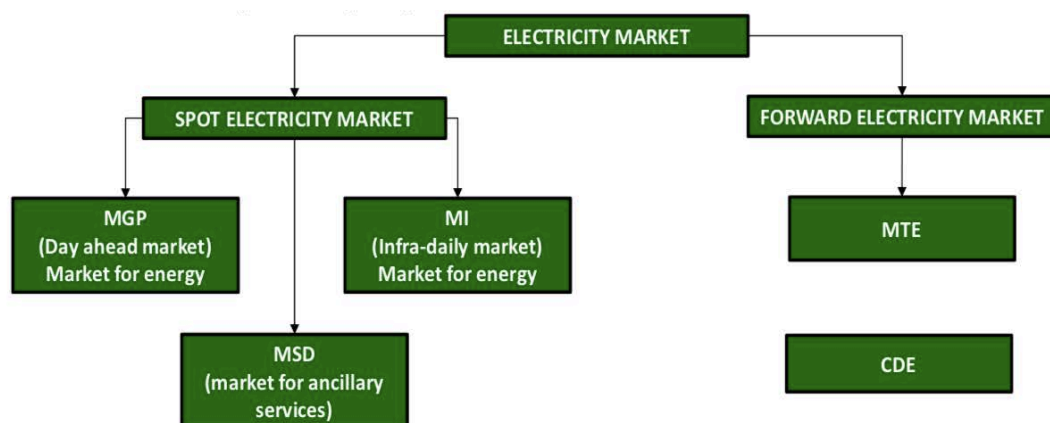
2.1 IPEX (Italian Power Exchange)

Il mercato italiano, durante questa fase di transizione, poteva ispirarsi a due modelli di mercato esistenti: il modello pool o il modello power exchange. Nel modello pool il dispacciamento è molto simile ad un sistema verticalmente integrato perché il gestore sceglie l'impianto chiamato a produrre secondo l'ordine di merito, ossia l'ordinamento degli impianti sulla base della loro offerta sul mercato dell'energia, in maniera analoga all'impresa verticalmente integrata che spaccia i generatori sulla base del loro costo marginale. Provenendo da una struttura con impresa verticalmente integrata, il mercato elettrico italiano ha previsto di adottare l'approccio pool. Enel, che ha mantenuto gran parte delle centrali elettriche, detiene tuttora una parte considerevole del mercato. Oltre a ciò fu presente una spinta da parte dei consumatori industriali di poter stipulare contratti bilaterali di tipo fisico, tipici del power exchange, che ha permesso al modello di essere nuovo nel panorama dei mercati elettrici, in quanto misto tra i due approcci citati. Per incorporare l'attività di gestione del sistema elettrico da quello della produzione di energia, la società Terna è stata creata e, ad oggi, è il gestore di rete e si occupa della trasmissione e del dispacciamento. Dispacciamento significa programmare e scegliere quali impianti di produzione attivare e come trasportare l'energia prodotta attraverso le linee e i nodi di alta tensione, in modo da evitare congestioni sulla rete e mantenere la qualità e la sicurezza del servizio. Per l'esistenza di contratti bilaterali fisici, Terna si deve interfacciare con un operatore del mercato elettrico, il GME, prima Gestore del Mercato Elettrico e ora Gestore dei Mercati Energetici, al quale è demandato il ruolo di supervisore e facilitatore delle negoziazioni sul mercato elettrico.

Il mercato elettrico si articola in diverse fasi; essenzialmente si divide in mercato a pronti (spot electricity market) dove si conducono le sedute di contrattazione dell'energia e dei servizi ancillari secondo l'approccio pool, e in mercato a termine (forward electricity market) in cui si stipulano contratti di lungo termine per la fornitura di energia, secondo l'approccio power exchange. Il CDE (Consegna Derivati Energia) è invece la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (Italian Derivatives Energy Exchange).

Come si può vedere in figura, il mercato a pronti comprende il Mercato del Giorno Prima, il Mercato Infragiornaliero e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Essendo questo il mercato in cui vengono scambiati i maggiori volumi di energia, nei prossimi paragrafi si descrivono con maggior dettaglio le tre fasi che lo compongono.

Figura 1



2.1.1 Mercato del giorno prima (MGP)

Nel Mercato del Giorno Prima, Terna, tramite il GME, definisce l'ordine di merito per il dispacciamento del giorno successivo; infatti tutti gli operatori europei, con l'accoppiamento dei mercati (market coupling), alle ore 9.00 stabiliscono i criteri di dispacciamento per il giorno successivo nel medesimo momento. Essenzialmente si ricevono le offerte entro le 9.00 e il GME, tramite i prezzi di offerta (ordine di merito), sceglie gli impianti che producono, tenendo conto dei contratti bilaterali e dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (fino ai 10 MW). La selezione riguarda anche i contratti bilaterali o i contratti registrati sul mercato a termine. Va inoltre osservato che, nel processo di selezione, la produzione da fonti rinnovabili godrà sempre di precedenza nell'ordine di merito, grazie al contenuto costo marginale che presenta.

Il Mercato del Giorno Prima è organizzato in 24 aste orarie, con apertura alle 8.00 del nono giorno prima di quello di consegna, e chiusura alle ore 12.00 del giorno precedente a quello di consegna. Ogni impianto chiamato a produrre deve avere le caratteristiche tecniche idonee, accettate da Terna, come il servizio di regolazione primaria.

Il GME utilizza un algoritmo per far incontrare la domanda e l'offerta, definendo quindi il prezzo (market clearing price); dal momento che, tipicamente, la domanda ha una elasticità molto bassa, essa viene fornita dalle previsioni di Terna, valutando, per ogni ora, la quantità domandata dal mercato.

Anche se, in linea teorica, come si vedrà in seguito, sarebbe possibile definire prezzi diversi per tutti i nodi della rete, nell'attuale organizzazione del mercato sono definite delle zone che suddividono il sistema. Se non sono presenti congestioni nelle linee e in assenza di perdite, il prezzo di mercato è lo stesso in tutte le zone. Se per esempio c'è una congestione, il GME blocca il flusso nella linea congestionata al massimo flusso trasferibile e calcola un equilibrio di mercato sia a monte che a valle della congestione. A valle della congestione ci sarà un prezzo maggiore perché si dovrà chiamare a produrre un generatore ad un costo maggiore. Il costo per i consumatori rimane comunque uguale in qualunque zona d'Italia perché si definisce il PUN, prezzo unico nazionale, che è la media pesata dei

prezzi delle diverse zone, in modo da non discriminare i consumatori in base alla loro posizione nel sistema elettrico.

2.2.2 Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero in Italia nasce di fatto come un mercato di aggiustamento in quanto apre alle 12.55 pm del giorno prima e consta di 7 fasce orarie che chiudono con diversa cadenza lungo l'arco del giorno di consegna. Questa particolarità consente agli operatori su questo mercato di accedere a finestre temporali sempre più a ridosso del tempo reale, consentendo quindi la modifica dei loro programmi, in modo da assestare la loro posizione commerciale. Le quantità scambiate in questo mercato sono tutte valutate al prezzo zonale e viene inoltre assegnato un cosiddetto corrispettivo di non arbitraggio, per evitare comportamenti speculativi da parte degli operatori.

2.2.3 MSD

In concomitanza con il Mercato Infragiornaliero si apre quello dei Servizi di Dispacciamento, che, a differenza dei precedenti, ha una priorità tecnica e non più commerciale. Terna, gestore di rete in Italia, stipula i contratti di acquisto e vendita affinché venga adempiuto l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento e agisce da controparte centrale (e non il GME). Questo mercato si compone di due fasi. Terna si procura le risorse anticipatamente tramite il cosiddetto MSD Ex Ante, acquisendo in particolar modo servizi per la risoluzione di congestioni infrazionali e per la creazione del margine di riserva. I servizi forniti per il bilanciamento in tempo reale della domanda (affrontando quindi le variazioni inaspettate per garantire la regolazione del sistema) vengono invece remunerati nel cosiddetto Mercato del Bilanciamento.

Le offerte riguardano solo le unità abilitate (unità di produzione e prelievo) e devono essere presentate solo dai rispettivi e diretti utenti di dispacciamento.

Tutte le offerte accettate vengono remunerate al prezzo di presentazione (pay as bid) perché questo mercato è poco liquido, soprattutto se ci fosse un ordine di merito come nel Mercato del Giorno Prima. Il mercato MSD permette alla rilevanza geografica dell'unità, che interviene nella fornitura, e alla criticità da risolvere di essere discriminanti nell'accettazione di un'offerta.

Il mancato rispetto degli impegni fisici fa nascere uno sbilanciamento che viene mitigato mediante azioni di modifica in tempo reale dello scambio di energia delle unità che hanno offerto la propria disponibilità nel MSD. Lo sbilanciamento avviene in un determinato periodo rilevante, intervallo di tempo in relazione al quale un utente di dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti, e che varia dai 15 minuti delle unità abilitate ai 60 minuti delle unità non abilitate. I costi per l'erogazione del servizio verranno sostenuti dai responsabili di sbilanciamento e dai clienti finali del sistema elettrico se non c'è responsabilità da parte delle unità di dispacciamento.

Tutta la genesi del mercato dei servizi di dispacciamento nasce dal problema vero e tecnico di sostentamento della rete elettrica. In un sistema elettrico a regime incontriamo il perfetto equilibrio tra potenza generata dai produttori, potenza assorbita dagli utilizzatori e persa durante la trasmissione.

La potenza richiesta varia nel tempo e quindi deve esserci un continuo adeguamento della potenza generata a fronte di variazioni della domanda che non possono essere previste, nonostante l'accuratezza delle previsioni effettuate da Terna. Una richiesta di maggior potenza, se avessimo solo impianti idroelettrici in funzione, richiederebbe l'immediato aumento del flusso in turbina. Nel caso reale sempre con soli impianti idroelettrici, però, aspettare l'aumento del flusso in turbina farebbe diminuire la frequenza di rete, che potrebbe scendere al di sotto dell'intervallo ammesso di funzionamento (al di fuori del quale, le protezioni presenti negli altri impianti di produzione causerebbero la loro disconnessione, dando luogo a un fenomeno a cascata che porta al black-out). Allora, sarà necessario predisporre di un regolatore di velocità angolare sulle macchine rotanti dell'impianto in produzione in modo da intervenire sulla potenza generata e bilanciare quella richiesta. Questo intervento viene chiamato regolazione primaria della frequenza, che è la più veloce e pronta ad intervenire. I regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'un l'altro, sulla potenza generata dei rispettivi motori, ma seppur limitino la variazione della frequenza, non ripristinano il valore nominale. A questo punto entra in gioco la regolazione secondaria o regolazione frequenza-potenza, che, seppure contemporanea, agisce con tempistiche più lunghe nei gruppi in cui è prevista, ed è essenziale per il mantenimento a regime dell'equilibrio raggiunto, permettendo il ristabilimento dei valori di potenza di scambio programmati. La variazione di potenza in tali gruppi è quella effettivamente immessa in rete mentre i generatori partecipanti alla regolazione primaria ritornano ad erogare la potenza prevista prima dell'evento squilibrante. Vale la pena ricordare che l'esempio appena fatto di incremento inaspettato del carico, nella realtà corrisponde a improvvisi fuori servizio di impianti di produzione a seguito, ad esempio di guasti interni all'impianto o sulle linee pertinenti.

La regolazione primaria, che dipende solo dalla variazione della frequenza, e la corrispondente banda di riserva di potenza fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio con potenza non inferiore ai 10 MVA

Anche la regolazione secondaria agisce su un margine di potenza dedicata, chiamata la riserva o banda secondaria, ma non è un servizio obbligatorio, come si vedrà in seguito. Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, Terna può ripristinare una quota del margine di potenza utilizzando la potenza definita riserva di regolazione terziaria (o di sostituzione).

2.2 Evoluzione dei servizi richiesti dal sistema elettrico e nuove risorse per fornirli

2.2.1 Regole di dispacciamento previste e vigenti

Nonostante l'opera di riforma e modernizzazione perseguita fin dalla sua creazione, il mercato italiano rimane fortemente regolamentato e rigido sotto molti aspetti, soprattutto a causa della conformazione geografica del territorio (stretto e con ostacoli orografici), che ha limitato lo sviluppo della rete di trasmissione.

Di conseguenza, si riscontrano ben noti problemi legati alla sicurezza del sistema, associati principalmente alle congestioni, soprattutto nell'area Sud - Centro Sud. Per superare questi problemi,

il mercato dei servizi di dispacciamento (ossia dei servizi ancillari) è stato pensato proprio in funzione delle esigenze tecniche della rete.

Proprio per queste ragioni, storicamente l'approccio verso la generazione distribuita e gli interventi dal lato della domanda è stato piuttosto ostile, rappresentando quest'ultima una potenziale minaccia alla stabilità del sistema.

Il requisito fondamentale per partecipare all'attuale mercato dei servizi di dispacciamento è la qualifica di unità di produzione rilevante, ossia impianti con potenza nominale superiore a 10 MVA, che abbia superato i test tecnici richiesti da Terna e che non è alimentata da fonti rinnovabili non programmabili. Questa definizione esclude dal mercato sia la generazione che la demand response da parte dei prosumer connessi alla rete di distribuzione.

Questi ultimi, devono comunque fornire, come da regole di connessione stabilite all'atto dell'entrata in servizio, funzionalità di emergenza quali la disconnessione in caso di guasto o evento di isola indesiderata, o il mantenimento in funzione in caso di eventi transitori (funzionamento definito come Fault Ride Through).

2.2.2 Principali criticità di sistema: Criticità dovute allo sviluppo di fonti rinnovabili non programmate da eolico e fotovoltaico

Il recente sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile da eolico e fotovoltaico ha diffuso alcune criticità di funzionamento del sistema, modificando in alcuni aspetti la prassi comune di gestione. L'effetto di maggior penetrazione di queste fonti è stato quello di ridurre la quota di produzione di energia affidata alle centrali di tipo tradizionale, le quali, secondo le attuali regole per il dispacciamento, devono fornire le risorse di regolazione necessarie alla gestione del sistema.

Inoltre, la non programmabilità delle fonti rinnovabili induce una maggiore attenzione all'equilibrio istantaneo tra generazione e prelievo e sarà necessario predisporre di un sufficiente margine di potenza (attiva/reattiva) abilitando impianti convenzionali con conseguenti costi di approvvigionamento elevati. La disponibilità del margine di potenza attiva presenta particolari criticità durante gli intervalli orari di massima variazione positiva del carico, in cui abbiamo il margine di potenza a salire, e durante le ore di minimo carico, in cui abbiamo il margine di potenza a scendere. L'attivazione delle risorse di regolazione e bilanciamento in presenza di fonti rinnovabili non programmate deve essere sempre più in tempo reale e questo collide con le prestazioni degli impianti convenzionali.

Alla luce di queste criticità e del processo di attuazione dei regolamenti europei relativi ai nuovi codici di rete in cui si prevede un maggior coinvolgimento della generazione rinnovabile, di quella distribuita e della domanda, è palese la necessità di allargare la platea dei fornitori dei servizi ausiliari.

2.2.3 Elementi di barriera

Per fornire le risorse per il servizio di dispacciamento da parte delle sopracitate unità bisogna rimuovere delle barriere di ingresso, sia di tipo oggettivo che funzionale.

Barriera oggettiva

Barriere oggettive sono, ad esempio, l'esistenza di un limite di taglia e del vincolo di connessione alla rete di trasmissione riferiti alle risorse negoziabili sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

All'ultimo censimento (2015) da parte dell'Autorità degli impianti non rilevanti e di quelli appartenenti alla generazione distribuita (GD), la potenza installata che potrebbe essere interessata nel fornire servizi di dispacciamento è di quasi 26 GW. Tenendo conto della dispersione geografica sulla rete di distribuzione di molti impianti e della piccolissima taglia di essi non sarebbe praticabile la modalità di partecipazione sul MSD per singolo impianto, ma solo in forma aggregata.

Per quanto riguarda i carichi (unità di consumo) non è prevista alcuna fornitura dei servizi di regolazione, fatta eccezione per i carichi interrompibili che hanno come possibilità il servizio di interrompibilità istantanea, in emergenza e con preavviso. Si può quindi pensare di includere tutte le unità di consumo connesse alla rete di trasmissione e distribuzione.

A seguito della delibera 300 del 2017, ARERA ha cercato di superare, almeno in parte queste barriere, ammettendo la presentazione di offerte in forma aggregata da parte di impianti di taglia superiore a 1 MVA, avviando una fase di sperimentazione da parte di Terna con progetti pilota che stanno tuttora interessando le cosiddette UVAM (Unità Virtuali Aggregate Miste).

Barriera funzionale

Una barriera funzionale riguarda le specifiche prestazionali richieste dal gestore di rete di trasmissione per abilitare l'impianto alla fornitura della risorsa di regolazione (funzionalità di controllo e gestione dell'impianto). Si rende quindi necessaria una revisione attenta delle specifiche tecniche per applicare le nuove regole anche alle unità di prelievo.

Mentre in precedenza i gruppi di generazione di grossa taglia direttamente connessi alla rete di trasmissione potevano fornire la potenza necessaria potendo contare sulla completa variabilità dell'erogazione, oggi si assiste alla presenza di un gran numero di impianti medio-piccoli connessi alla rete di distribuzione e basati su tecnologie che sfruttano una fonte primaria molto variabile e non sempre accuratamente prevedibile. Inoltre, oggi, molti impianti eolici e fotovoltaici sono connessi alla rete tramite convertitori statici e non sono in grado di fornire contributo all'inerzia meccanica del sistema come invece fanno le masse rotanti degli alternatori.

Alcuni requisiti, come il gradiente di potenza, il gradiente di durata e il gradiente di massima potenza efficiente, previsti per i servizi di riserva secondaria e terziaria non sarebbero conseguibili dagli impianti di piccola taglia e con fonte primaria limitata

Come possibile soluzione, le specifiche di gradiente potrebbero essere definite come una percentuale sulla potenza massima erogabile dall'impianto, mentre la durata dell'erogazione potrebbe essere limitata a poche ore per permettere la partecipazione di alcune tecnologie molto prestanti, ma limitate alla fonte (sistemi di accumulo o unità di carico modulabili).

Bisogna osservare come, in presenza di una risorsa limitata, le fasi di erogazione del servizio vadano coordinate con le sessioni di contrattazione dell'energia nel mercato elettrico e per questo motivo dovrebbero nascere mercati sempre più a ridosso del tempo reale.

Fatti gli opportuni aggiustamenti dei requisiti tecnici da parte del gestore di rete, i nuovi entranti, cioè tutte le unità di produzione, le unità di prelievo e i sistemi di accumulo, possono essere abilitati in forma singola o aggregata, alla fornitura delle risorse per i servizi di dispacciamento.

2.2.4 Risorse scambiabili sul MSD

Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Le offerte accettate di acquisto/vendita sul Mercato del Giorno Prima e sul mercato Infragiornaliero devono risultare compatibili con i limiti di transito sulla rete rilevante definiti dal gestore di rete. Qualora l'esito del MGP e del MI produca la violazione di qualche limite di transito interzonale, il gestore di rete richiede agli impianti di produzione abilitati e disponibili di modificare i propri programmi di immissione.

La risorsa richiesta sul mercato MSD ex ANTE consiste nella disponibilità dell'impianto di produzione ad effettuare una variazione, in aumento oppure in diminuzione, del livello di immissione programmato sul MGP o sul MI.

Risorse per la riserva secondaria di potenza

L'intervento immediato della regolazione primaria e secondaria di frequenza permette al sistema di ristabilire la frequenza nominale (50 Hz). Onde evitare un'insufficiente azione di ripristino, il gestore di rete chiede anticipatamente alle unità di produzione disponibili di mettere a disposizione un margine di potenza da utilizzare all'occorrenza in tempo reale.

La risorsa richiesta sul MSD ex ANTE consiste in una banda di riserva secondaria a salire o scendere (intendendo i servizi in aumento o diminuzione della potenza erogata, rispettivamente).

Risorse per la riserva terziaria di potenza

Il sistema elettrico deve essere in grado, in qualsiasi momento, di far fronte a variazioni rapide (istantanee) o lente sia della generazione (non programmabile) sia del carico e in queste situazioni il sistema elettrico potrebbe avere un'insufficiente capacità di regolazione.

Il gestore di rete chiede anticipatamente alle unità di produzione disponibili di mettere a disposizione ulteriori margini (rispetto alla riserva primaria e secondaria); in particolare sul mercato MSD ex ANTE la risorsa richiesta è riserva terziaria a salire e riserva terziaria a scendere. Nel primo caso il margine va ad aumentare l'immissione, mentre nel secondo caso il margine va a diminuire l'immissione.

In base ai tempi di risposta e di intervento richiesti, la riserva terziaria si divide in terziaria pronta e terziaria di sostituzione. La terziaria pronta ha come scopo ricostituire la banda di riserva secondaria e di mantenere il bilancio di sistema in casi di variazioni rapide di fabbisogno. La terziaria di sostituzione ha come scopo ricostituire la riserva terziaria pronta e di fronteggiare scostamenti del fabbisogno e dell'immissione da fonti rinnovabili non programmabili.

Risorse di bilanciamento

Il gestore di rete dispone, in tempo reale, la modifica del livello di immissione delle unità di produzione selezionate precedentemente sul MSD ex ANTE per la riserva terziaria oppure di quelle selezionate sul MB. In particolare, le risorse di bilanciamento sono utilizzate per risolvere criticità del tipo:

- 1) mantenere l'equilibrio immissioni e prelievi;
- 2) risolvere congestioni;
- 3) ripristinare corretti margini di riserva secondaria.

La risorsa richiesta sul MSD o MB consiste nella disponibilità ad effettuare, in tempo reale, una modifica del livello di immissione da parte dell'unità di produzione.

2.2.5 Risorsse richieste non scambiabili su MSD

Si tratta di risorse che attualmente il gestore di rete richiede all'impianto come servizio da fornire obbligatoriamente senza mercato.

Risorse per la riserva primaria

Allo scopo di preservare un funzionamento del sistema in una regione stabile della frequenza, Terna chiede agli impianti, che si rendono disponibili ad effettuare la regolazione primaria di frequenza, un margine di variazione della potenza attiva da utilizzare come risorsa per la riserva primaria.

Attualmente la regolamentazione vigente in Italia non prevede un vero mercato della riserva primaria, tuttavia con la delibera 231/2013 l'autorità ha introdotto un meccanismo per la remunerazione a consuntivo di questa risorsa. L'ammontare di questa remunerazione è calcolato sulla base dei prezzi risultanti su MGP nell'ultimo anno e su quelli accettati (e non revocati) per il servizio di riserva secondaria risultanti nel MB nel medesimo periodo.

I recenti orientamenti dell'autorità puntano nella direzione di istituire un mercato per la contrattazione del servizio di riserva primaria, istituendo un meccanismo simile a quello per la remunerazione della riserva secondaria e terziaria. Si tratterebbe quindi di una remunerazione sulla base dell'energia fornita, piuttosto che sulla capacità, limitata alla sola quantità di riserva primaria eccedente la quota minima obbligatoria. Potrebbero, così, partecipare anche gli impianti non rilevanti, cioè sia la generazione distribuita sia quella da fonti rinnovabili non programmabili.

Riserva reattiva per la regolazione primaria/secondaria di tensione

Allo scopo di mantenere la tensione entro i limiti ammissibili, il gestore di rete richiede agli impianti di produzione che si rendono disponibili di fornire una riserva di potenza reattiva. Terna richiede obbligatoriamente alle unità di generazione rilevanti (sopra i 100 MVA) di fornire il margine di potenza reattiva per la regolazione locale (detta primaria) e regionale (detta secondaria). Per la regolazione locale possono partecipare, su base volontaria e previa accettazione, anche unità non rilevanti (sotto i 100 MVA). La regolamentazione in Italia non prevede alcuna remunerazione su questa risorsa.

Si potrebbero, però, instaurare meccanismi concorrenziali incentrati sulla remunerazione della disponibilità e sul riconoscimento dei costi variabili per erogare il servizio e potrebbero partecipare, oltre alla generazione da fonti rinnovabili non programmabili, anche sistemi di accumulo e gli impianti connessi tramite interfaccia inverter.

Risorse per eventi rari

Ora analizziamo risorse che sono richieste in caso di eventi particolarmente rari, quali:

- 1) risorse per l'utilizzo del teleseccatore, che comporta la disponibilità a staccarsi dalla rete, su comando del gestore, per l'eliminazione di un sovraccarico;
- 2) risorse per la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico (black start), ossia la disponibilità di rienergizzare la rete dopo un evento estremo di black-out;

- 3) risorse per il rifiuto del carico, che comporta la disponibilità a mantenersi in marcia sui carichi ausiliari in caso di distacco improvviso dalla rete;
- 4) risorse per il servizio di interrompibilità del carico, cioè la disponibilità lato domanda a ridurre il proprio prelievo su comando del gestore di rete per alleviare situazioni estreme di sbilancio di potenza attiva.

Attualmente queste risorse non sono remunerate, a parte i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza che sono remunerati secondo un meccanismo dedicato ed è possibile la negoziazione sul MSD. In prospettiva tale servizio potrebbe essere offerto sul mercato anche da nuovi entranti, mentre per le altre risorse è difficile pensare ad un trattamento economico a causa dell'essenzialità e della straordinarietà del servizio a b e c. I sistemi di accumulo, per esempio, potranno fornire un supporto alla rialimentazione del sistema grazie alla loro autonomia di funzionamento e alla loro variazione istantanea della potenza scambiata con la rete.

<i>Servizi a mercato (MSD)</i>	<i>Servizi non a mercato</i>
Riserva secondaria	Riserva primaria di frequenza (remunerazione facoltativa)
Riserva terziaria (pronta e sostituzione)	Regolazione primaria di tensione
Risoluzione di congestioni in fase di programmazione	Regolazione secondaria di tensione
Bilanciamento	Telescatto
	Rialimentazione sistema
	Rifiuto del carico
	Interrompibilità del carico

Legenda:

Servizi con scambio continuativo di energia

Servizi per eventi rari

2.3 La riforma del MSD in Italia

Si descrive una possibile evoluzione futura delle risorse esistenti, scambiabili e non tramite il mercato dei servizi ausiliari.

Negli ultimi anni stiamo assistendo a una riforma delle regole che definiscono la partecipazione e organizzazione del MSD. In questo contesto, a partire dal 2013, diversi documenti per la consultazione e delibere sono stati prodotti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), come di seguito riportato.

2.3.1 DCO 354/2013

L'autorità, con questo documento, ha avviato il processo di consultazione per lo studio di *‘possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita’*. Come menzionato in precedenza, *‘il rapido sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, tra cui fotovoltaici ed eolici, e della generazione distribuita richiede necessariamente una tempestiva evoluzione regolatoria affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico e possano fornire un apporto crescente e sostenibile nel tempo’*.

Il documento osservava come si possa raggiungere questo obiettivo operando su due fronti: da un lato c'è la necessità di migliorare la modalità di gestione delle reti e degli impianti, quindi innovare la disciplina del dispacciamento; dall'altro c'è l'esigenza di promuovere gli investimenti nell'infrastruttura di rete.

I servizi ausiliari che potrebbero essere forniti dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita e dai carichi connessi alla rete di distribuzione potranno permettere di attuare la regolazione (primaria, secondaria e terziaria di frequenza), il bilanciamento, la regolazione della tensione mediante scambio di potenza reattiva e la regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva. Sarà necessario prevedere, a seconda dei modelli implementati, l'integrazione degli attuali mercati (MGP, MI, MSD e MB) con eventuali altre piattaforme locali per il dispacciamento. Bisognerà, inoltre, coordinare la successione temporale in modo da rispettare vincoli di tempo che riguardano il MSD ex Ante e il MB e le gerarchie tra i mercati.

Il DCO identificava tre possibili strade per il coordinamento tra TSO e DSO, in particolare:

- 1) Dispacciamento Centralizzato Esteso, dove tutte le unità sono gestite a livello centrale dal TSO, ma l'utente è responsabile della presentazione di offerte sul MSD, come singola unità di produzione o tramite trader.
- 2) Dispacciamento Locale del DSO, responsabilizzando il DSO verso il TSO per la presentazione di offerte sul MSD in modo da gestire tramite un mercato specifico le risorse che le stesse unità offrono.
- 3) Profilo di scambio AT/MT Programmato, in cui il dispacciamento è centralizzato ed effettuato dal TSO, coinvolgendo le sole unità di produzione o di consumo connesse alla rete di trasmissione; il DSO gestisce le risorse locali presenti sulla propria rete (Generazione Distribuita, carichi e sistemi di accumulo) ed è responsabile del mantenimento di un profilo di scambio predefinito all'interfaccia AT/MT programmato.

2.3.2 DCO 557/2013

In questo documento di consultazione il focus è centrato sui servizi di flessibilità che possono essere offerti da unità di generazione abilitate, mentre sono lasciati al seguito i servizi offerti dalle risorse lato carico. Essenzialmente, viene riportata una proposta da parte di Terna che auspica ad abilitare, eventualmente su base volontaria, le unità di produzione rilevanti da fonti rinnovabili non programmabili alla fornitura di servizi come la risoluzione delle congestioni e il bilanciamento a scendere. L'Autorità, infatti, ritiene che la partecipazione delle FRNP al Mercato di Dispacciamento sia la strada da percorrere a regime e propone:

- 1) di consentire la partecipazione al MSD, su base volontaria, a tutte le unità di produzione (FRNP e non) con potenza compresa tra 1 MVA e 10 MVA, che rispettino i requisiti attualmente previsti dal Codice di Rete per la fornitura dei servizi nel MSD;
- 2) di consentire agli operatori di aggregare più unità di produzione (con gli stessi requisiti di potenza di cui sopra) ai fini della presentazione delle offerte nel MSD. L'aggregazione dovrà svolgersi tra UP con requisiti previsti dal codice di rete equivalenti.

Fase di programmazione del MSD ex-Ante:

<i>UP abilitate:</i>	<i>Cicli combinati</i>	<i>Altri Termoelettrici</i>	<i>Non Termoelettrici</i>
<i>Prestazioni:</i>			
<i>Accensione da freddo</i>	sì	sì	no
<i>Warming</i>	sì	no	no
<i>Accensione da caldo</i>	sì	no	no
<i>Cambio assetto</i>	sì	no	no
<i>Servizi (energia in vendita/acquisto)</i>	no	no	no
<i>Altri servizi (NRS)</i>	sì	sì	sì
<i>Riserva di capacità</i>	no	no	no
<i>Premio</i>	sì	sì	sì

Legenda:

Proposto nel DCO

Precedentemente previsto

Fase di gestione in tempo reale del MSD (MB)

<i>UP abilitate:</i>	<i>Cicli combinati</i>	<i>Altri Termoelettrici</i>	<i>Non Termoelettrici</i>
<i>Servizi (energia in vendita/acquisto):</i>			
<i>Riserva secondaria</i>	sì	sì	sì
<i>Riserva pronta</i>	sì	sì	sì
<i>Riserva rapida</i>	sì	sì	sì
<i>Riserva di sostituzione</i>	sì	sì	sì
<i>Altri servizi (NRS)</i>	sì	sì	sì

Legenda:

Proposto nel DCO

Precedentemente previsto

2.3.3 DCO 298/2016

Questo DCO ha avviato la *“Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita”*.

La proposta da parte dell'autorità è stata quella di basare questa prima fase di riforma della disciplina del dispacciamento, perseguendo l'applicazione del modello 1 menzionato del DCO 354/2013, ossia prevedendo che ogni unità di produzione e di consumo possa accedere al Mercato dei Servizi di Dispacciamento tramite il proprio utente di dispacciamento. Le figure del fornitore del servizio di dispacciamento (Balancing Service Provider) e del responsabile del bilanciamento (Balancing Responsible Party) convergono nella figura dell'utente di dispacciamento.

Il DCO proponeva di chiedere a Terna di eliminare il vincolo all'abilitazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e di consentire l'abilitazione alla partecipazione a MSD anche ad insiemi di unità non rilevanti di produzione e di consumo che rispettano criteri di localizzazione geografica, andando a costituire delle Unità Virtuali Abilitate.

Per facilitare la transizione, veniva proposto un doppio regime di abilitazione, obbligatoria per le unità già in precedenza rilevanti, e volontaria per: le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmate, le unità non rilevanti e le unità rilevanti non in possesso dei requisiti tecnici precedentemente richiesti per l'abilitazione. L'abilitazione delle nuove risorse dovrebbe essere ottenibile per la fornitura anche di un solo servizio tra quelli previsti dal Codice di Rete e possibilmente anche asimmetrico.

2.3.4 Delibera 300/2017

A seguito del processo di consultazione, sviluppatosi attraverso i documenti menzionati, ARERA ha prodotto, nel 2017, una delibera intitolata: *“Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo”*.

Come si deduce dal titolo del documento, l'effetto di questa delibera è stato quello di avviare un processo di sperimentazione, a cura di Terna, attraverso progetti pilota, tuttora in corso, con l'obiettivo di stimolare la generazione distribuita e la domanda flessibile a partecipare, in forma aggregata, al mercato dei servizi di dispacciamento.

In parallelo, l'attività di riforma riguarda anche i documenti che istituiscono la disciplina del dispacciamento, allo scopo di rimuovere parte delle barriere esistenti.

3. Demand Response

La demand response viene definita in letteratura come l'attività che *“consente ai consumatori commerciali ed industriali di rispondere ai segnali di mercato aumentando o riducendo il proprio consumo energetico, con l'obiettivo di rispondere ai picchi di offerta o di domanda elettrica, consentendo una maggiore flessibilità e stabilità di rete ed un utilizzo più efficiente delle infrastrutture e delle risorse energetiche”*. Da questa definizione risulta evidente come l'elasticità nell'assorbimento di potenza elettrica sia un requisito fondamentale.

La demand response si può attuare in diversi modi, che raggruppabili in due categorie principali: nella prima, vengono eseguiti programmi tariffari con base temporale e, nella seconda, programmi con incentivi.

I Time-based rate programs (TBRPs) si dividono essi stessi in Time of Use (TOU), Real Time Pricing (RTP) e Critical Peak Pricing (CPP) in cui il costo dell'energia elettrica cambia a seconda del periodo temporale.

Per esempio, nell'approccio TOU le tariffe permettono di distinguere due o più intervalli orari nell'arco giornaliero, peak durante le ore di maggior carico e off-peak durante le ore rimanenti (es. tariffa bioraria).

In maniera simile viene gestito l'approccio CPP, che prevede invece di avere dei segnali di prezzo che variano nei momenti di criticità della rete, in modo da sensibilizzare l'utenza stimolandone la flessibilità.

Il Real Time Pricing è un approccio più evoluto rispetto al precedente perché le tariffe cambiano in modo continuo a seconda del prezzo del mercato elettrico (wholesale market) e possono esserci quindi tariffe orarie che danno maggiori informazioni al consumatore che vuole effettuare la demand response. Come sarà chiarito nel seguito di questo elaborato, l'approccio RTP viene scelto come riferimento per questo lavoro in quanto la teoria dei prezzi spot (o nodali), che si vuole proporre, prevede di assegnare segnali di prezzo variabili in modo continuo da nodo a nodo.

3.1 VoLL e Demand response

Prima di sviluppare il concetto di demand response bisogna porsi una domanda: conviene tagliare il carico o investire in potenza fino a coprire qualsiasi domanda che venga richiesta?

Se si investisse in potenza fino al picco di domanda bisognerebbe remunerare a costi elevatissimi gli impianti di punta, a discapito del beneficio sociale. Si è disposti quindi, soprattutto in casi di guasti ad unità di produzione, a tagliare dei carichi per non avere problemi più gravi nel sistema. Per questi motivi è presente una tariffa agevolata da parte dei gestori di rete o dei distributori di energia elettrica a quelle aziende che si offrono a fornire questo servizio, quello dell'interrompibilità.

In questo ambito, per assegnare un valore economico alla potenziale disconnessione del carico, viene definito il VOLL, Value Of Lost Load, cioè il valore stimato che i consumatori di energia elettrica sarebbero disposti a pagare per evitare l'interruzione del servizio. Il VOLL dà un'indicazione, dal momento che si tratta di un valore stimato, su quali impianti necessitano di maggiore continuità di servizio. Terna considera, nei suoi studi, un Voll di 3euro/kWh. Se poniamo K come potenza installata nel parco di generazione possiamo fare questa semplice analisi: se K è inadeguato, il costo sociale

dell'interruzione di carichi sarà maggiore del costo marginale di un impianto di punta e in questo modo sarà più conveniente investire su un nuovo impianto; viceversa se K fosse adeguato, sarebbe più conveniente tagliare i carichi. Il valore ottimale di K si otterrà uguagliando il mancato beneficio del carico disconnesso con il costo per la produzione di energia alla punta:

$$VOLL * DLS = CF_{peak} + DLS * CV_{peak}$$

DLS = durata dell'interruzione;

CF_{peak} = costi fissi dell'impianto di punta;

CV_{peak} = costi variabili dell'impianto di punta.

Il mancato beneficio del carico può essere visto come un costo (riferito all'alleggerimento di carico, Load Shedding):

$$CLs = VOLL * DLS$$

È proprio usando il $VOLL$ che si può ottenere la durata ottima di taglio del carico:

$$DLS^* = \frac{CF_{peak}}{VOLL - CV_{peak}}$$

Se non fosse definito un valore per il carico non fornito si avrebbe che, per una domanda rigida in caso di scarsità di generazione il prezzo tenderebbe all'infinito, il che non ha senso perché esisterà sempre un valore per il quale il carico è disposto a essere disconnesso. Ponendo invece un tetto massimo ($VOLL$) si ottiene un prezzo finito anche in caso di scarsità, rendendo possibile l'incontro tra curva di domanda e di offerta. In presenza di carichi che offrono il servizio di interrompibilità, la curva di domanda non è più completamente rigida, bensì si riesce a ristabilire un equilibrio, nonostante la scarsità, grazie all'elasticità di alcuni consumatori.

Attraverso il $VOLL$, come si è visto sopra, si può ottimizzare il costo per il sistema, investendo in nuovi impianti di punta fino al raggiungimento di un determinato standard di affidabilità del sistema. Si intuisce, quindi, come la demand response possa contribuire a contenere i costi per adeguamento del sistema modificando opportunamente la domanda in funzione del segnale di prezzo. Ovviamente, una sua attuazione richiederebbe di disporre di strumenti tecnologici opportuni (Information and Communication Technology, ICT) per trasmettere il segnale di prezzo ad ogni consumatore e viceversa le offerte dal lato della domanda al gestore di rete.

Possiamo quindi avere molti benefici anche attuando in maniera sporadica la demand response:

- prezzi più bassi per tutti i consumatori;
- riduzione della volatilità dei prezzi (evitando di raggiungere il $VoLL$);
- miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità del sistema (vedremo come la demand response entrerà nei servizi ancillari);
- riduzione delle congestioni;
- riduzione del picco di domanda;
- riduzione della probabilità dei guasti;

inoltre

- riduzione dell'abuso di potere di mercato;
- benefici ambientali;
- efficientamento nel lungo termine.

Come vedremo in seguito, la tendenza nei paesi industrializzati è di incrementare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e di promuovere l'utilizzo di beni che in un futuro prossimo saranno di massa e che incrementeranno l'utilizzo di energia elettrica, come i veicoli elettrici e le pompe di calore. Questi fattori hanno un grosso impatto sulla gestione del sistema elettrico, specialmente dal momento che influenzano la rete di distribuzione, dove è connessa la maggior parte delle risorse distribuite di energia (DER) e dei consumatori che possono attuare la Demand Response (DR). Lo sviluppo della telemetria e del controllo in remoto ha permesso la nascita di mercati elettrici in tempo reale (RTM) che sono fondamentali per l'utilizzo dei prezzi nodali e della domanda flessibile.

Una delle funzioni principali dei mercati elettrici in tempo reale è di costruire una piattaforma efficiente e funzionante, per le piccole DER e per chi fa DR, che fornirà servizi di bilanciamento. Come menzionato in precedenza, la necessità di coinvolgere un maggior numero di utenti nella fornitura di servizi ancillari potrebbe giovare dalla partecipazione di unità DER di piccola-media taglia e di utenti operanti in regime di DR, integrati per mezzo degli aggregatori, in modo da fornire più velocemente i servizi di bilanciamento e modificando il loro uso ordinario.

Allo stato attuale, una taglia minima è richiesta per un aggregato di utenti che voglia partecipare a MSD. In molti mercati è stata introdotta la figura dell'aggregatore per permettere la partecipazione a unità altrimenti non abilitate.

Ci sono vari tipi di aggregatori:

- 1) Aggregatori di produzione, creati per unire un numero di piccoli generatori;
- 2) Aggregatori di domanda, che sono un intermediario tra i piccoli consumatori e gli altri operatori (i rivenditori o i distributori) e possono avere una capacità di accumulo e o di produzione;
- 3) Aggregatori commerciali, che sono responsabili del bilanciamento, sono fornitori di energia e compratori dell'energia elettrica prodotta localmente.

4. Teoria dei prezzi spot

William Vickrey, noto economista canadese, fu il primo a considerare un “congestion pricing”, ovvero ebbe l’intuizione che alcuni servizi, egli pensò al pedaggio urbano, possano essere venduti ad un prezzo dipendente e maggiorato via via che si utilizzi tale servizio. Questo approccio serve per inviare un segnale ai consumatori e scoraggiarli se la domanda è già alta o viceversa incoraggiarli se c’è offerta insoddisfatta. Possiamo pensare la stessa cosa per quanto riguarda il servizio o bene (esistono diverse scuole di pensiero a riguardo), dell’energia elettrica. Infatti, durante la fine degli anni ’70, il laboratorio EPSEL (Electric Power System Engineering Laboratory) del MIT, sviluppò la teoria dei prezzi spot riportata in questo capitolo.

Il prezzo spot al nodo k -esimo deve essere interpretato come un costo marginale per fornire un’ulteriore unità di energia in quel nodo per un determinato intervallo temporale. Un sistema di prezzi che si basa sui costi marginali gode della proprietà di coprire sia i costi variabili, come combustibile e la manutenzione, sia i costi fissi, che permettono la costruzione dell’impianto.

Risoluzione delle congestioni attraverso i prezzi zonali

Usualmente si utilizza un metodo più semplice per risolvere una congestione, tramite la divisione della linea congestionata in una zona a monte e una a valle in modo da riscontrare due prezzi diversi per ogni zona, come già menzionato nel capitolo 2. Questo meccanismo in realtà ha lo stesso principio del “congestion pricing” di Vickrey, in quanto scoraggia i consumatori a valle della congestione ed incoraggi quelli a monte, anche se con meno capillarità, in quanto presuppone che un’intera zona del sistema elettrico sia riassumibile in un unico nodo.

Anche in questo modo, è possibile assegnare un valore economico alla presenza di una congestione, permettendo quindi di attribuirne il costo in fase di contrattazione.

Risoluzione delle congestioni attraverso i prezzi spot

L’applicazione di prezzi spot (o nodali) presuppone, invece, un’assegnazione più capillare dei segnali di prezzo, per riuscire a migliorare il dispacciamento delle risorse, perseguendo l’ottima gestione del sistema elettrico.

4.1 Formulazione matematica

Tutte le considerazioni qualitative e le idee che hanno permesso lo sviluppo della teoria dei prezzi spot hanno bisogno di una solida formulazione matematica come fundamenta.

È necessario chiarire la simbologia utilizzata:

t	istante temporale analizzato
$j = 1, 2, \dots$	indice dei generatori
$k = 1, 2, \dots$	indice dei carichi
$i = 1, 2, \dots$	indice delle linee
$g_j(t)$	generazione del generatore j -simo (kWh)
$g_{j,max}(t)$	massima generazione del generatore j -simo (kWh)
$g_{max}(t)$	massima generazione complessiva
$g_{crit}(t)$	livello critico di generazione
$g(t) = \sum_j g_j(t)$	generazione complessiva di tutti i generatori (kWh)

$\mathbf{g}(t)$	vettore di tutte le generazioni (kWh)
$d_k(t)$	domanda dell'utente k-simo (kWh)
$d_{k,max}(t)$	massima domanda dell'utente k-simo (kWh)
$d_{k,min}(t)$	minima domanda dell'utente k-simo (kWh)
$d(t) = \sum_k d_k(t)$	domanda complessiva di tutti gli utenti (kWh)
$\mathbf{d}(t)$	vettore di tutte le domande (kWh)
$z_i(t)$	flusso di potenza sulla linea i-sima (kVar)
$z_{i,max}(t)$	massimo flusso di potenza della linea i-sima (kVar)
$z(t) = \sum_i z_i(t)$	flusso di potenza complessiva di tutte le linee (kVar)
$\mathbf{z}(t)$	vettore di tutti i flussi di potenza (kVar)

$G_j [g_j(t)]$	costo di generazione del generatore j-simo (€/h)
$B_k [d_k(t)]$	beneficio del consumatore k-simo (€/h)
$L_i [z_i(t)]$	costo delle perdite della linea i-sima (€/h)

$$G[\mathbf{g}(t)] = \sum_j G_j [g_j(t)] \quad \text{costo di generazione complessiva (€/h)}$$

$$B[\mathbf{d}(t)] = \sum_k B_k [d_k(t)] \quad \text{beneficio dei consumatori (€/h)}$$

$$L [\mathbf{z}(t)] = \sum_i L_i [z_i(t)] \quad \text{costo delle perdite totali (€/h)}$$

Considero solo le perdite di linea.

Attraverso la definizione dei prezzi nodali si vuole ottenere la massimizzazione del benessere del sistema, definito attraverso un Lagrangiano, cioè una funzione obiettivo da massimizzare rispettando dei vincoli. La massimizzazione del Lagrangiano, quando tutti i vincoli sono rispettati, permette di trovare la condizione di ottimo teorico perché tutti i moltiplicatori di Lagrange sono nulli. Quando uno dei vincoli viene violato, il corrispondente moltiplicatore diventa non nullo, modificando il valore della funzione obiettivo di conseguenza e rendendo una situazione non teoricamente ottima, ma consentita.

4.2 Vincoli e componenti di prezzo

I vincoli necessari sono da individuare sia dal lato della generazione sia lato rete affinché la fornitura elettrica sia garantita ai consumatori e non ci siano imprevisti in nessuna fase del processo.

4.2.1 Vincoli e componenti di prezzo relativi alla generazione

Fondamentalmente la produzione deve essere sufficiente per soddisfare in qualsiasi momento la domanda di potenza elettrica e per garantire ciò, bisogna avere a disposizione una riserva operativa $g_{res}(t)$ tale per cui:

$$g_{crit}(t) = g_{max}(t) - g_{res}(t) \quad (4.1)$$

Conoscendo i generatori chiamati a produrre, quindi la massima generazione complessiva, e conoscendo la riserva operativa, si calcola il livello critico di generazione del sistema.

Nell'eventualità che la generazione totale $g(t)$ coincida con la $g_{crit}(t)$,

1) Vincolo sulla generazione totale:

$$g(t) \leq g_{crit}(t) = g_{max}(t) - g_{res}(t) \quad (4.2)$$

il prezzo nodale va aggiustato con il fattore $\gamma_{qs}(t)$, moltiplicatore di Lagrange che tiene conto di quando non c'è sufficiente riserva operativa, in modo da ottenere:

$$FATTORE_{RISERVAOPERATIVA} = \gamma_{qs}(t) * [g(t) - g_{crit}(t)] \quad (4.3)$$

I costi sostenuti per l'affidabilità della parte di generazione sono $G_{QS}(t)$.

Questi costi possono essere dovuti alla costruzione di nuovi impianti di punta, a contratti con carichi interrompibili, gestione attiva dei carichi, distacchi preventivi.

Inoltre, la produzione di ciascun generatore deve essere vincolata, così come il limite della generazione totale:

2) Vincolo sulla generazione del generatore j-simo:

$$g_{j,min} \leq g_j \leq g_{j,max} \quad (4.4)$$

Questi ultimi due vincoli vengono considerati inserendo nel lagrangiano i moltiplicatori di Kuhn-Tucker $\mu_{max,j}$ oppure $\mu_{min,j}$, in modo da ottenere:

$$FATT_{GENMAX} = \sum_j \mu_{max,j}(t) * [g_j(t) - g_{max,j}(t)] \quad (4.5)$$

$$FATT_{GENMIN} = \sum_j \mu_{min,j}(t) * [g_{min,j}(t) - g_j(t)] \quad (4.6)$$

La funzione di costo totale di generazione risulta quindi dalla somma dei termini dovuti al costo intrinseco di produzione e dei termini legati a vincoli operativi:

$$G_t[g(t)] = \sum_j G_j[g_j(t)] + G_{QS}(t) + \gamma_{qs}(t) * [g(t) - g_{crit}(t)] + \sum_j \mu_{max,j}(t) * [g_j(t) - g_{max,j}(t)] + \sum_j \mu_{min,j}(t) * [g_{min,j}(t) - g_j(t)] \quad (4.7)$$

4.2.2 Vincoli e componenti di prezzo relativi alla rete

Proseguendo con la trattazione dei vincoli si arriva all'analisi della rete. La prima verifica da attuare è il bilancio di energia delle linee che formano la rete elettrica. La generazione complessiva dovrà pareggiare la somma di domanda totale e delle perdite di linea.

3) Vincolo sul bilancio di energia:

$$\mathbf{d}(\mathbf{t}) + \mathbf{L}[\mathbf{z}(\mathbf{t})] = \mathbf{g}(\mathbf{t}) \quad (4.8)$$

Nella formula del prezzo nodale dovremo quindi aggiungere la componente:

$$FATT_{BILANCIOENERGIA} = \mu_e(t) * [d(t) + L[\mathbf{z}(t) - g(t)]] \quad (4.9)$$

con μ_e moltiplicatore di Lagrange del bilancio di energia.

Un altro vincolo fondamentale è la portata massima di ciascuna linea, scritta in termini di potenza apparente:

4) Vincolo sul flusso di potenza apparente della linea i-sima:

$$\mathbf{z}_i(\mathbf{t}) \leq \mathbf{z}_{i,max}(\mathbf{t}) \quad (4.10)$$

Nel lagrangiano questo termine viene definito come componente relativo alle congestioni di rete ed è fondamentale per le analisi che seguiranno nell'elaborato.

Funzione di congestione di rete:

$$FATTORE_{CONGESTIONI} = \sum_i \mu_{qs,i}(t) * [z_i(t) - z_{max,i}(t)] \quad (4.11)$$

Come per la generazione, bisogna quantificare i costi di gestione e affidabilità della rete. Possiamo dividere i costi in manutenzione della rete (€):

$$N_M[\mathbf{z}(t)] = \sum_i N_{M,i}[z_i(t)] \quad (4.12)$$

e costi per l'affidabilità della rete (€):

$$N_{QS}[\mathbf{z}(t)] = \sum_i N_{QS,i}[z_i(t)] \quad (4.13)$$

Si introduce un termine $N[\mathbf{z}(t)]$ sommando il fattore dovuto alle congestioni e i costi citati. Anche se nelle simulazioni i costi di gestione e di affidabilità della rete verranno trascurati perché sono difficili da stimare, si scrive per completezza:

$$N[\mathbf{z}(t)] = \sum_i \mu_{qs,i}(t) * [z_i(t) - z_{max,i}(t)] + N_M[\mathbf{z}(t)] + N_{QS}[\mathbf{z}(t)] \quad (4.14)$$

4.3 Funzione da minimizzare e definizione del lagrangiano

Mettendo insieme le componenti finora studiate si ottiene la formulazione del lagrangiano:

$$\max \Omega(t) = B[\mathbf{d}(t)] - G_t[\mathbf{g}(t)] - N[\mathbf{z}(t)] - \mu_e(t) * [d(t) + L[\mathbf{z}(t) - \mathbf{g}(t)]] \quad (4.15)$$

Svolgendo tutte le sostituzioni troviamo una formula molto lunga e poco efficace, quindi si preferisce sintetizzarla con le sue componenti principali.

La funzione Ω rappresenta un beneficio sociale, dato dalla somma algebrica del beneficio del consumatore e del costo di generazione e per l'utilizzo della rete. Un approccio del tutto duale, ma generalmente utilizzato negli algoritmi di risoluzione dell'ottimo vincolato prevede di ragionare invece in termini di costo sociale (SC). È, infatti, il caso della libreria MATPOWER, in ambiente Matlab, la quale minimizza il lagrangiano corrispondente alla funzione di costo sociale, ottenuta rispetto alla precedente formula cambiando di segno alla funzione Ω :

$$\min SC(t) = G_t[\mathbf{g}(t)] + N[\mathbf{z}(t)] + \mu_e(t) * [d(t) + L[\mathbf{z}(t) - \mathbf{g}(t)]] - B[\mathbf{d}(t)] \quad (4.16)$$

Il lagrangiano risulta essere la somma di componenti dovute rispettivamente a costi e vincoli di generazione $G_t[\mathbf{g}(t)]$, costi e vincoli di rete, $N[\mathbf{z}(t)]$, beneficio dei consumatori, $B[\mathbf{d}(t)]$ e vincolo sul bilancio energetico.

Calcolando le derivate parziali della funzione obiettivo rispetto alle generazioni g_j e alle domande d_k , si ottengono i valori di generazione e di domanda che minimizzano il social cost o massimizzano il social welfare (beneficio del sistema, Ω):

$$\begin{aligned} \frac{\delta(SC)}{\delta(g_j(t))} &= \frac{\delta(G_j[g_j(t)])}{\delta(g_j(t))} + \frac{\delta(G_{QS}[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_j(t))} + \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_j(t))} + \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_j(t))} + \gamma_{qs}(t) + \\ &+ \Sigma_j \mu_{max,j}(t) - \Sigma_j \mu_{min,j}(t) + \Sigma_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(g_j(t))} + \mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(g_j(t))} - 1 \right) = 0 \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\begin{aligned} \frac{\delta(SC)}{\delta(d_k(t))} &= -\frac{\Sigma \delta(B_k[d_k(t)])}{\delta(d_k(t))} + \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(d_k(t))} + \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(d_k(t))} + \Sigma_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))} + \\ &+ \mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(d_k(t))} + 1 \right) = 0 \end{aligned} \quad (4.18)$$

Portando a sinistra il prezzo nodale di generazione dalla (4.17):

$$\begin{aligned} \rho_j(t) &= \frac{\delta(G[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_j(t))} = \\ &= -\mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(g_j(t))} - 1 \right) - \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_j(t))} - \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_j(t))} - \Sigma_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(g_j(t))} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Portando a sinistra il prezzo nodale di carico dalla (4.18):

$$\begin{aligned} \rho_k(t) &= \frac{\delta(B[\mathbf{d}(t)])}{\delta(d_k(t))} = \\ &= \mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(d_k(t))} + 1 \right) + \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(d_k(t))} + \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(d_k(t))} + \Sigma_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Si può dimostrare come i prezzi nodali di generazione e di carico sono uguali nello stesso nodo:

$$\rho_j(t) = \frac{\delta(G[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_j(t))} = \rho_k(t) = \frac{\delta(B[\mathbf{d}(t)])}{\delta(d_k(t))} \quad (4.21)$$

Tutti i termini con le derivate parziali hanno segno opposto tra la 4.19 e la 4.20, e questo conferma l'uguaglianza tra i prezzi di generazione e di carico, perché un prelievo è una generazione negativa oppure una generazione è un prelievo negativo. Questo risultato ha senso in quanto l'aumento della produzione di un generatore al nodo selezionato ha lo stesso significato di un carico, in quel medesimo nodo, che ha calato la sua domanda di una pari quantità di energia. Si nota, invece, che non compaiono nella formula i vincoli sulla generazione del generatore j-simo, $g_{j,min} \leq g_j \leq g_{j,max}$, tramite i moltiplicatori di Kuhn-Tucker, ma sono utili per capire quali generatori lavorano al limite tecnico, massimo o minimo che sia. Inoltre, si evince che il massimo beneficio dei consumatori si verifica quando il prezzo di ciascun nodo è uguale al loro beneficio marginale.

Ricordando che, per poter risolvere il calcolo dei flussi di potenza si deve designare un nodo di saldo nella rete, e ricordando che per tale nodo non esistono vincoli alla potenza attiva e reattiva erogabili e prelevabili, risulta utile nella discussione sui prezzi spot definire le seguenti quantità:

indice che si riferisce al nodo di saldo	*
generazione del nodo di saldo	$g_*(t)$
domanda al nodo di saldo	$d_*(t)$
vettore di tutte le generazioni esclusa quella del saldo	$\underline{g}_*(t)$
vettore di tutte le domande esclusa quella del saldo	$\underline{d}_*(t)$

A questo punto, le derivate parziali del lagrangiano, riferite al nodo di saldo (slack bus), saranno:

$$\begin{aligned} \rho_*(t) &= \frac{\delta(G_t[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_*(t))} = \\ &= -\mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(g_*(t))} - 1 \right) - \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} - \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} - \sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(g_*(t))} \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} &\frac{\delta(G_*[g_*(t)])}{\delta(g_*(t))} + \frac{\delta(G_{QS}[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_*(t))} + \frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} + \frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} + \gamma_{qs}(t) + \mu_{max,*}(t) + \\ &-\mu_{min,*}(t) + \sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(g_*(t))} + \mu_e \left(\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(g_*(t))} - 1 \right) = 0 \end{aligned} \quad (4.23)$$

Le derivate parziali del flusso di potenza rispetto alla generazione del nodo di saldo sono nulle, in quanto anche la generazione a tale nodo è funzione dei contributi agli altri nodi della rete:

$$\sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(g_*(t))} = 0 \quad (4.24)$$

$$\frac{\delta(L(\mathbf{z}(t)))}{\delta(g_*(t))} = 0 \quad (4.25)$$

inoltre, come menzionato in precedenza, i costi per manutenzione e affidabilità dei componenti possono essere momentaneamente trascurati, vista la loro difficile determinazione:

$$\frac{\delta(G_{QS}[\mathbf{g}(t)])}{\delta(g_*(t))} = 0 \quad (4.26)$$

$$\frac{\delta(N_M[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} = 0 \quad (4.27)$$

$$\frac{\delta(N_{QS}[\mathbf{z}(t)])}{\delta(g_*(t))} = 0 \quad (4.28)$$

infine, il nodo di saldo non ha limiti inferiori, né superiori sulla quantità generabile per definizione:

$$\mu_{min,*}(t) = 0 \quad (4.29)$$

e mettendo il nodo di saldo come generatore marginale non si hanno neppure costrizioni sulla sua capacità massima:

$$\mu_{max,*}(t) = 0 \quad (4.30)$$

In questo modo si ottiene:

$$\frac{\delta(G_*[g_*(t)])}{\delta(g_*(t))} + \gamma_{qs}(t) = \mu_e = \rho_*(t) \quad (4.31)$$

Questo valore prende il nome di prezzo ombra (shadow price) e si nota come il prezzo spot per il generatore di saldo, supposto marginale, sia uguale al moltiplicatore del bilancio energetico. Non stupisce in quanto per definizione il saldo è adibito al bilancio energetico.

Definiamo il lambda di sistema $\lambda(t)$ come:

$$\frac{\delta(G_*[g_*(t)])}{\delta(g_*(t))} = \lambda(t) \quad (4.32)$$

Ovvero la componente del prezzo ideale in assenza di perdite, congestioni, limiti e costrizioni citate finora.

Allora ricapitolando:

$$\lambda(t) + \gamma_{qs}(t) = \mu_e = \rho_*(t) \quad (4.33)$$

Ritornando al valore del prezzo spot al k-simo nodo, si può dire come questo prezzo sia la somma del prezzo al nodo di saldo, $\rho_*(t)$, con tutte le componenti che abbiamo analizzato nella sezione in precedenza.

Quindi, sostituendo $\mu_e = \lambda(t) + \gamma_{qs}(t)$ e moltiplicando e dividendo per la stessa quantità $\delta(z_i(t))$ il termine $\frac{\delta(L(z(t)))}{\delta(d_k(t))}$:

$$\begin{aligned} \rho_k(t) &= \mu_e \left(\frac{\delta(L(z(t)))}{\delta(d_k(t))} + 1 \right) + \sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))} = \\ &= \lambda(t) + \gamma_{qs}(t) + [\lambda(t) + \gamma_{qs}(t)] \frac{\delta(L(z(t)))}{\delta(z_i(t))} \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))} + \sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Sintetizzando ed esprimendo ogni componente fondamentale della formula:

$\lambda(t) = \frac{\delta(G_*[g_*(t)])}{\delta(g_*(t))}$, è il costo marginale di generazione (lambda di sistema);

$\gamma_{qs}(t)$, è il premio per capacità del sistema, relativo alla massima capacità dell'intera rete;

$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{qs}(t)] \frac{\delta(L(z(t)))}{\delta(z_i(t))} \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))}$, è la componente marginale delle perdite;

$\eta_{qs,k}(t) = \sum_i \mu_{qs,i}(t) \frac{\delta(z_i(t))}{\delta(d_k(t))}$, è il premio di congestione delle linee.

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{qs}(t) + \eta_{L,k}(t) + \eta_{qs,k}(t) \quad (4.35)$$

In realtà in questa formula mancano i fattori $\frac{\delta(N_M[z(t)])}{\delta(d_k(t))}$ e $\frac{\delta(N_{QS}[z(t)])}{\delta(d_k(t))}$, rispettivamente i costi di gestione e di affidabilità della rete, verranno trascurati perché sono difficili da stimare e ed esulano dallo scopo di questo lavoro. Nelle normali condizioni di esercizio la parte relativa ai costi di generazione è preponderante insieme alle perdite, mentre quando la rete è particolarmente caricata prendono

importanza le componenti relative alle congestioni (vincoli di rete). Il termine $\gamma_{qs}(t)$, relativo alla mancanza riserva operativa, viene visto ugualmente in tutti i nodi della rete come per $\lambda(t)$. Ha una variabilità da nodo a nodo, invece, il termine legato alle perdite e quello delle congestioni. Il sistema di prezzi nodali è funzione del tempo e dello spazio e proprio questa caratteristica fondamentale permette ad ogni consumatore di ottenere dei segnali di prezzo mutevoli nel tempo. Essenziale, però, è il concepimento del mercato elettrico in tempo reale perché questi segnali di prezzo assumono maggior significato quando sono associati a una effettiva contingenza nella rete, che potrebbe essere solo stimata in sede di mercato del giorno prima. La teoria dei prezzi spot, come si vedrà, permette ai carichi elastici di modificare la loro assorbimento ed è utile per risolvere delle congestioni senza il bisogno di dover tagliare la generazione distribuita. L'optimal power flow nelle simulazioni regolerà, con un'ottimizzazione economica attuata a minimizzare il social cost, i prelievi dei carichi elastici che assorbiranno maggiormente dove l'energia costa meno, magari proprio a causa di una congestione. Inoltre, si può notare come un approccio del tutto duale possa essere ricavato per ottimizzare il dispacciamento della potenza reattiva con cui, ad esempio, far rispettare i vincoli legati alle tensioni ai nodi di rete, aggiungendo opportuni vincoli al lagrangiano. Riassumendo i vincoli contenuti nel problema di ottimizzazione:

$$\begin{aligned} g(t) &\leq g_{crit}(t) \\ g_{j,min} &\leq g_j \leq g_{j,max} \\ d(t) + L[z(t)] &= g(t) \\ zi(t) &\leq z_{i,max}(t) \\ \theta_{min,i} &\leq \theta_i \leq \theta_{max,i} \\ V_{min,i} &\leq V_i \leq V_{max,i} \end{aligned}$$

Vincolo sulla fase:

Vincolo sulla tensione nodale:

4.4 Applicazione dei prezzi spot ad una rete di distribuzione

Sin dalla sua proposta negli anni '70, l'approccio a prezzi spot è sempre stato applicato a grandi reti di trasmissione, che hanno una struttura magliata, la quale consente la circolazione dei flussi di potenza su diversi percorsi alternativi. Attraverso l'analisi dei prezzi spot, si riesce quindi a ottimizzare il dispacciamento delle risorse tenendo conto anche delle possibilità di richiusura dei flussi attraverso le altre linee del sistema.

Per le problematiche discusse nel capitolo 2 in merito alla necessità di espandere il mercato dei servizi di dispacciamento verso le reti di distribuzione, la ricerca di nuovi metodi di gestione delle stesse dovrebbe prevedere anche l'utilizzo di una logica di mercato locale per la selezione delle offerte.

Il DSO ha tutte le conoscenze per poter effettuare in linea teorica la formalizzazione dei prezzi spot per lo meno in una rete di media tensione. Attraverso un approccio ai prezzi nodali, gli utenti potrebbero essere stimolati ad intervenire nella gestione della rete, sia individualmente che in forma aggregata, fornendo così i servizi richiesti in forma implicita.

Come si vedrà in seguito, sarà importante tenere in dovuta considerazione i vincoli strutturali della rete di distribuzione, che per sua natura è radiale, riducendo di fatto le alternative al passaggio dei flussi di potenza sulle linee.

5. Metodi di simulazione e elasticità della domanda

In questo capitolo, verranno descritti i metodi utilizzati per rappresentare il comportamento della domanda flessibile. In particolare, lo strumento di calcolo utilizzato è la libreria MATPOWER sviluppata in ambiente Matlab, che consente, tra le altre cose, di effettuare calcoli di Optimal Power Flow. Questo strumento appare quello maggiormente indicato, anche vista la possibilità di dispacciare il funzionamento non solo dei generatori, ma anche dei carichi.

I cosiddetti *carichi dispacciabili* sono, come dice il nome, delle utenze che possono partecipare al processo di ottimizzazione del dispacciamento. Per quanto detto nei precedenti capitoli, l'obiettivo è quello di valutare gli effetti di un dispacciamento ottimo della rete di distribuzione in maniera simile a quanto fatto nei sistemi in cui si utilizzi l'approccio legato ai prezzi nodali, cercando, quindi, di sfruttare le funzionalità offerte dalle risorse locali (generazione distribuita e carico flessibile).

Attualmente, data la convenienza economica e l'incentivazione alla produzione da fonti rinnovabili, si permette alle unità di generazione distribuita alimentate da queste ultime di vendere l'intera quantità di energia prodotta, cercando di ridurre, per quanto possibile, il taglio della generazione, ma bisogna monitorare le linee in modo che possano lavorare entro il limite tecnico. Negli ultimi anni, poi, si stanno progressivamente incrementando le funzionalità di cui anche un utente passivo può dotarsi, attraverso l'interconnessione sempre più spinta tra i nodi della rete, anche a livello di bassa tensione (si pensi ad esempio all'installazione, prevista su larga scala, dei nuovi contatori elettronici di seconda generazione) incrementando le facoltà dell'utente di adattare il proprio assorbimento al modificarsi delle condizioni (ad esempio sulla base del prezzo). Per abilitare questo processo, tuttavia, sarà richiesto negli anni a venire uno sforzo di sviluppo tecnologico che miri ad incrementare ulteriormente la capillarità e affidabilità delle cosiddette ICT (Information and Communication Technologies) per abilitare servizi come ad esempio l'Internet of Things (IoT).

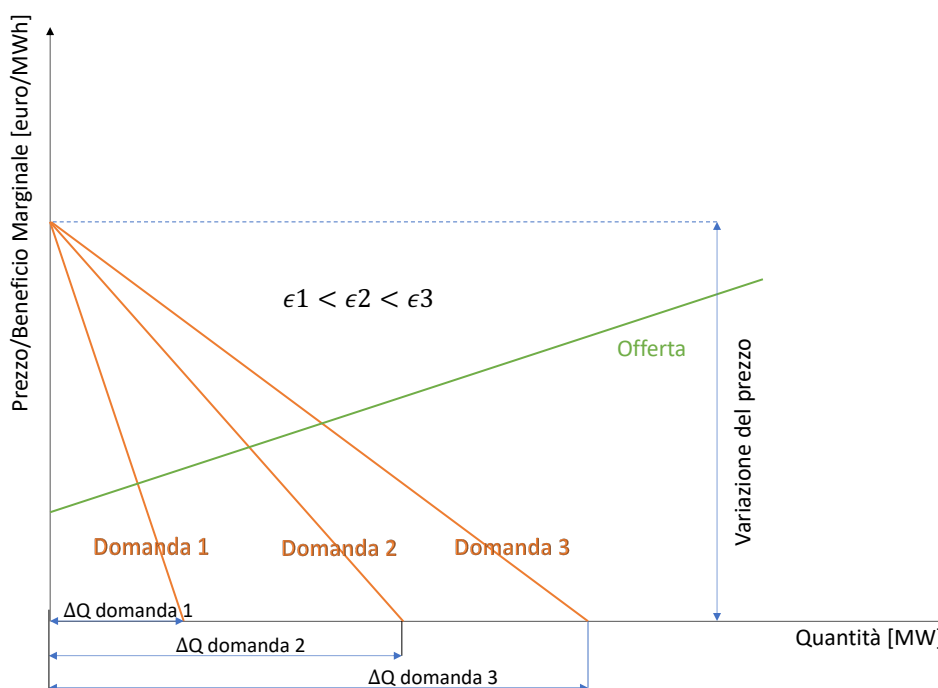
Alla base di questo lavoro, si suppone che lo sviluppo menzionato sia già tale da consentire di abbinare l'aspetto economico dei prezzi nodali con quello tecnico dei carichi dispacciabili. Il prelievo non è più costante e rigido, ma può variare la propria quantità assorbita in funzione del prezzo nodale.

Elasticità della domanda

Per definire i carichi dispacciabili bisogna introdurre il concetto di elasticità della domanda. L'elasticità definisce quanto un bene o un servizio è disposto a variare la sua curva di domanda in funzione del prezzo.

$$\epsilon = \frac{p_0}{q_0} \frac{dq}{dp} \quad (5.1)$$

Figura 5.1



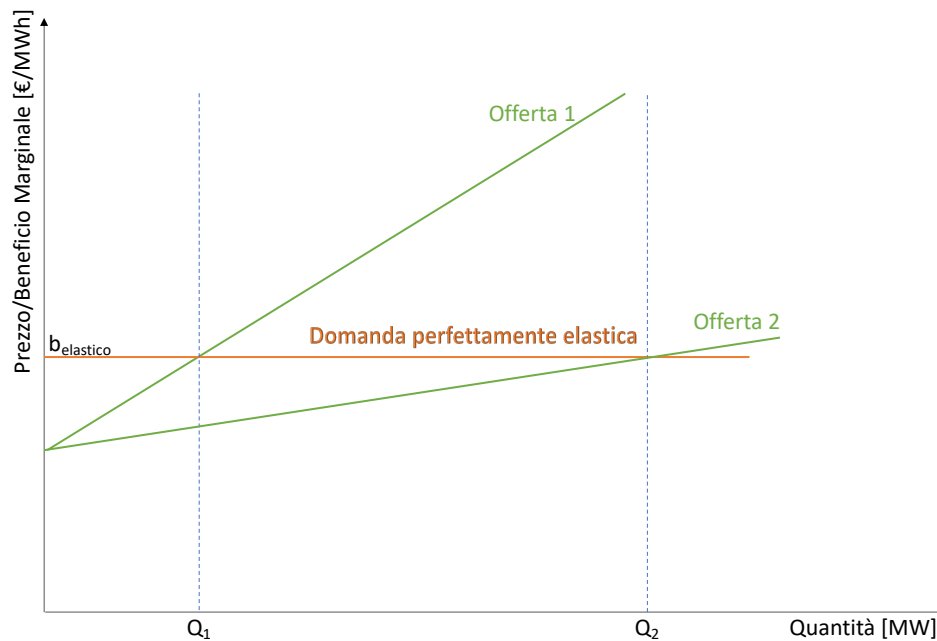
Gli andamenti in figura rappresentano la curva di offerta (verde) composta da punti che identificano prezzi e quantità offerte dai generatori e diverse curve di domanda (arancione), che identificano la variazione dell'assorbimento in funzione del prezzo. Nell'ipotesi teorica di trovarci in un mercato di concorrenza perfetta, la curva di offerta è composta dai costi marginali dei generatori, mentre quella di domanda dal cosiddetto *beneficio marginale* dei consumatori.

Si nota come la curva di domanda 1 abbia una pendenza maggiore rispetto alle altre due, a causa di una elasticità minore. Infatti, tenendo costante la variazione del prezzo, il prezzo e la quantità iniziale, la curva “Domanda 1” ha un ΔQ minore e quindi una elasticità minore (rigidità maggiore) rispetto alle altre. Per esempio, la curva “Domanda 1”, a causa di questo tipo di andamento, sarà caratterizzata da una minor variabilità di carico a parità di variazione nel prezzo, offrendo un minor supporto alla rete (o richiedendo una maggior variazione del prezzo per lo stesso servizio).

Si capisce che più la pendenza negativa delle rette, che rappresentano funzioni di domanda, è contenuta, maggiore sarà il contributo da parte della demand response.

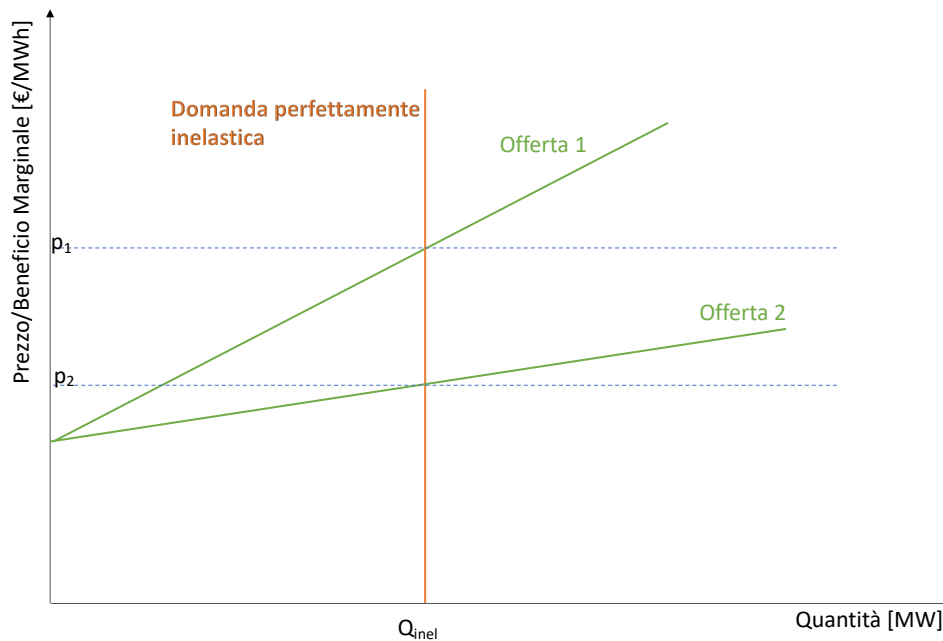
Arrivando ai casi limite e ideali: un carico è perfettamente elastico quando fissa un valore di beneficio marginale e modifica la quantità assorbita ogni volta che il prezzo cambia rispetto a questo valore (nel grafico precedente, sarebbe rappresentato con una retta orizzontale). Un carico è perfettamente inelastico (rigido) quando fissa una quantità prelevata e la mantiene qualunque sia il prezzo di mercato, variando di conseguenza il proprio beneficio marginale (sarà rappresentato da una retta verticale che intercetta l'asse delle ascisse in corrispondenza della quantità prelevata voluta).

Figura 5.2



Facendo riferimento al caso di carico perfettamente elastico, considerando le due funzioni lineari di costo marginale di produzione, si nota che, in base al costo di produzione, che determina il prezzo di mercato, la domanda mantenga fissato il suo beneficio marginale e la quantità può variare in maniera ampia, come si era già visto. L'esempio, mostrato sopra, considera due produttori che hanno gli stessi costi fissi, quindi partono dallo stesso valore delle ordinate, e diversi costi variabili.

Figura 5.3



La situazione duale è avere una domanda perfettamente inelastica in cui le diverse funzioni di offerta incontrano la domanda sempre in corrispondenza della stessa ascissa e permette di verificare che la quantità resta fissata, ma con prezzi che potranno variare di molto.

Si è visto come i carichi siano di diverso tipo, ma possiamo pensare anche ad un carico singolo che cambia la sua elasticità durante un intervallo di tempo. Nelle condizioni di inelasticità il prelievo è la potenza nominale del carico, ma cambiando la pendenza della funzione di domanda e quindi la sua elasticità, si trova che la potenza assorbita può variare in funzione del prezzo. Nella fase di simulazione, si è fatta l'ipotesi di valutare uno scostamento della potenza assorbita pari al 20% rispetto alla potenza nominale, e si vuole comprendere quali condizioni devono verificarsi affinché ci si muova in un verso o nell'altro. Il ricorso al modello di carico dispacciabile descritto in seguito permette di tenere conto della variabilità della domanda nel calcolare i prezzi nodali risultanti dalla gestione ottima del sistema.

Per capire meglio i meccanismi di variazione del prelievo dei carichi dispacciabili occorre introdurre l'approccio utilizzato nella libreria MATPOWER per il calcolo di optimal power flow. A tal fine, risulterà utile ragionare non più in termini di funzioni di costo/beneficio marginale, ma piuttosto di costo/beneficio totale, ottenute per integrazione delle funzioni lineari rappresentate in precedenza.

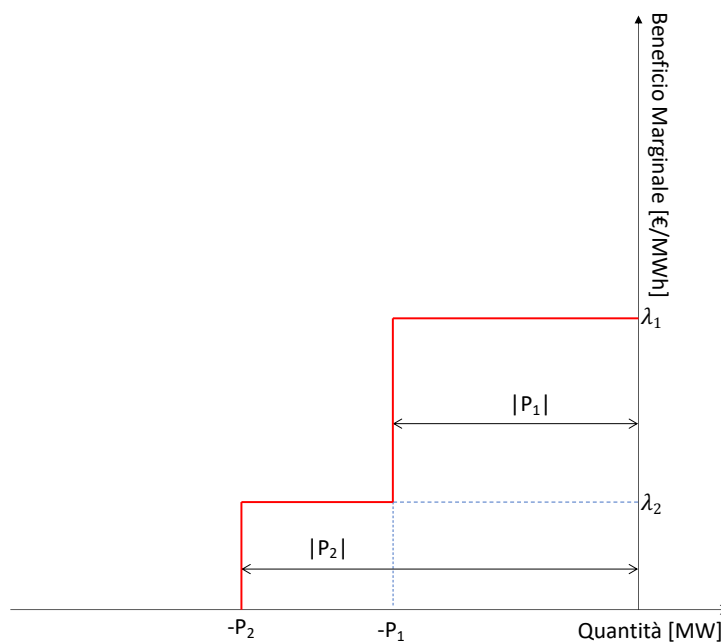
Se si volesse calcolare la pendenza delle funzioni di domanda, cioè il valore dell'elasticità, mi servirebbe conoscere un punto tra l'intersezione della retta di cui voglio conoscere la pendenza con l'asse delle ascisse e quella con l'asse delle ordinate. In quel modo si conoscono due punti e da essi passa una ed una sola retta, di cui si ricava facilmente l'equazione.

Vale la pena approfondire il concetto di beneficio. Esso rappresenta il valore, assegnato dal consumatore, all'energia che andrà ad assorbire dalla rete, eventualmente aumentata di componenti fisse invarianti con la quantità domandata. In maniera duale rispetto alle valutazioni sul costo, solitamente si ragiona in termini marginali, ossia definendo un beneficio marginale ottenibile dall'assorbimento di una quantità incrementale di energia. Ne consegue che quest'ultima funzione è la derivata, rispetto alla quantità, del beneficio totale del consumatore.

Come richiesto dallo strumento di calcolo, dovremo definire delle funzioni di costo totale (per i generatori) e di beneficio totale (per i carichi dispacciabili). L'idea è quella di passare da un grafico di beneficio marginale ad uno di beneficio totale, con le quantità sempre sulle ascisse. Per attuare questo semplice passaggio basta fare l'integrale della funzione di costo/beneficio marginale. Come si può vedere dai grafici precedenti, avendo definito le curve di beneficio/costo marginale come rette (funzioni di primo grado), le corrispondenti curve di beneficio/costo totale saranno funzioni di secondo grado, ovvero parabole.

Per modellizzare al meglio i comportamenti dei carichi dispacciabili occorre spiegare nel toolbox MATPOWER come vengono definiti, in modo da poter agire direttamente in seguito sui parametri che li caratterizzano. Si è definito precedentemente un carico con la sua curva di beneficio marginale decrescente con la quantità. MATPOWER concepisce i carichi dispacciabili come generatori negativi, che possono “produrre” potenza negativa, cioè assorbire potenza positiva, associandovi una funzione di costo. Infatti, i carichi inelastici non vengono inseriti nella matrice delle funzioni di costo e non partecipano all'ottimizzazione della rete. Un carico rigido sarebbe rappresentato da una funzione di beneficio marginale composta da un unico gradino di ampiezza pari alla quantità domandata e altezza pari al VOLL. Un semplice esempio di carico dispacciabile, invece, prevede che si definiscano più gradini, a valori differenti del beneficio marginale, come nel grafico seguente:

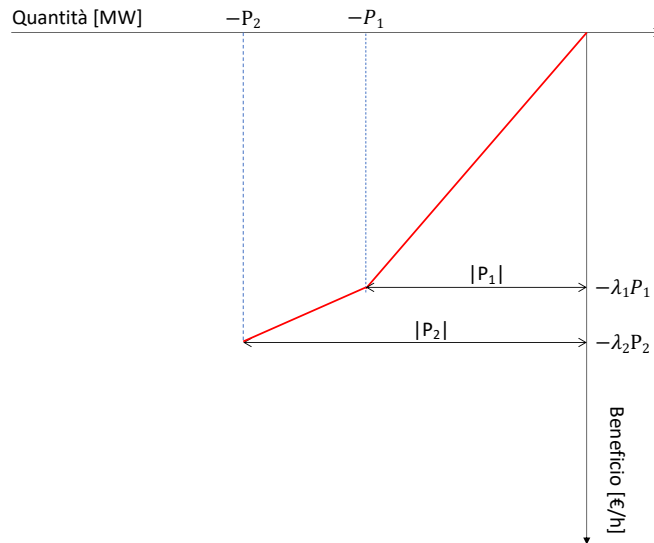
Figura 5.4



Dalla figura 5 qui sopra, si nota che, per quantità di potenza assorbita positive (erogate negative), il beneficio marginale è positivo e con valori decrescenti all'aumentare dell'assorbimento. Dato che la quantità aumenta verso valori sempre più negativi, il beneficio marginale cala con l'aumento del valore assoluto della quantità.

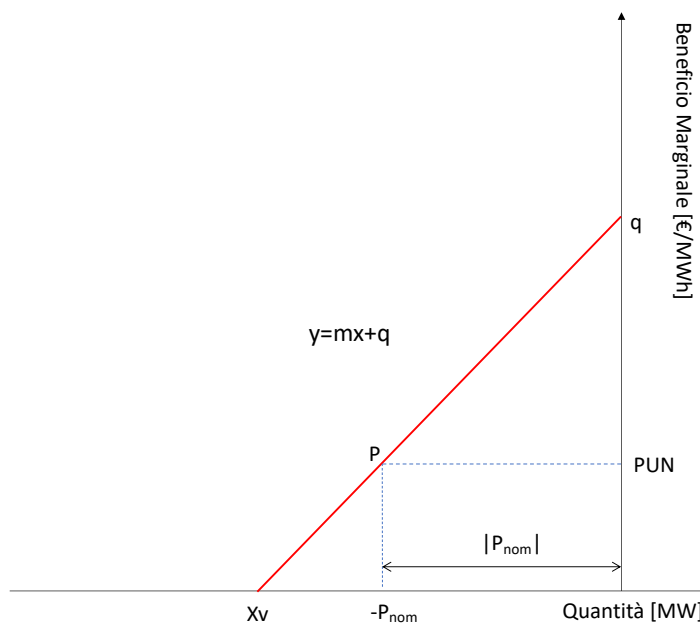
Derivando questa caratteristica a gradini si ottiene una spezzata con pendenza decrescente. Più lo scalino della figura precedente è “alto” e più è pendente è il corrispondente tratto di spezzata. È sempre importante rappresentare pendenze via via decrescenti anche in questo diagramma per non contraddire i ragionamenti fatti.

Figura 5.5



La libreria MATPOWER consente di modellizzare queste curve di costo/beneficio in due modalità: attraverso delle spezzate, come nella precedente figura, oppure tramite delle funzioni continue polinomiali, per le quali definire i parametri associati a ciascun grado del polinomio corrispondente. In questo lavoro, si è preferito utilizzare il secondo metodo, sia per motivi di facilità di costruzione della parabola dei benefici totali sia per rappresentare in modo più completo il comportamento dei carichi dispacciabili, che, per di più, si possono quindi parametrizzare una volta definito un parametro su cui agire per modificarne l'elasticità. In particolare, si è scelta una rappresentazione con curva di costo quadratica, che quindi, in termini marginali si può rappresentare come una retta:

Figura 5.6



La scelta dei parametri in figura permetterà dunque di caratterizzare la risposta attesa del carico al variare del prezzo. Stabilendo un prezzo a cui si compra la quantità di potenza nominale del carico, si è preso in considerazione il prezzo unico nazionale (PUN) italiano, media pesata dei prezzi zonali. Si desidera parametrizzare un fascio di rette con un parametro sulla pendenza in modo da partire con l'analisi di carichi inelastici (m elevati) fino ad arrivare a quelli elastici (m modesti). Si definisce, allora, l'equazione di una retta con la nota formula:

$$y = mx + q \quad (5.2)$$

Con la definizione di un fascio di rette proprio, con centro del fascio il punto $P=(-P_{nom}, PUN)$, si effettua la parametrizzazione delle pendenze delle rette che rappresentano i carichi spacciabili. Per ogni carico si costruisce un fascio di rette che varia con l'entità dello stesso e dal valore dell'energia acquistata. In questo modo costruisco una generica retta del fascio:

$$y = PUN = m(-P_{nom}) + q \quad (5.3)$$

Si ottiene il valore dell'intercetta generica:

$$q = PUN + m P_{nom} \quad (5.4)$$

A questo punto, facendo l'integrale della generica equazione dei benefici marginali, si ottiene la funzione dei benefici totali:

$$Y = \int y \, dx = \int (mx + q) \, dx = \frac{m x^2}{2} + qx + cost \quad (5.5)$$

Questa espressione va a definire i coefficienti a, b e c di una generica parabola:

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \frac{m}{2} \\ b = q \\ c = cost \end{array} \right.$$

Ponendo $c = 0$, ossia assumendo, per semplicità un costo fisso nullo, e sostituendo q, si scrive:

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \frac{m}{2} \\ b = PUN + m P_{nom} \\ c = 0 \end{array} \right.$$

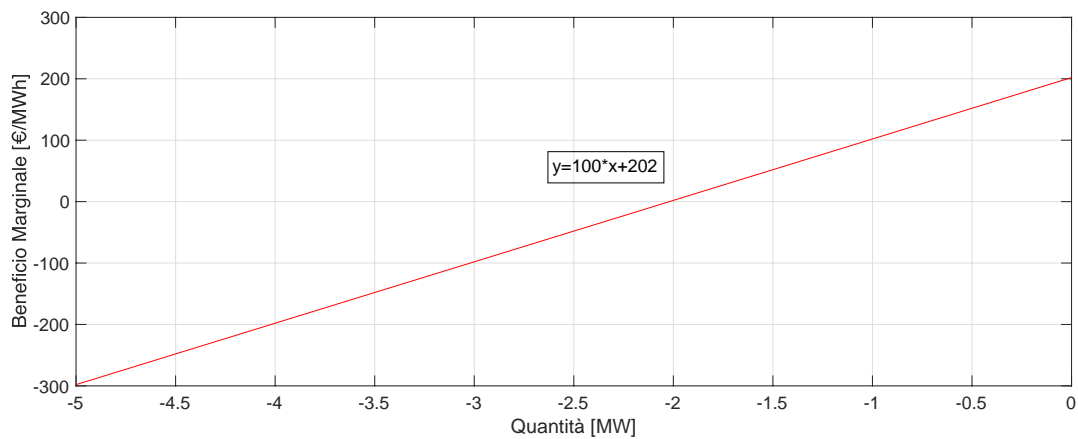
Si è parametrizzato, al variare di m , l'andamento del fascio di parabole:

$$Y = \frac{m x^2}{2} + (PUN + m P_{nom})x \quad (5.6)$$

Visto che PUN e P_{nom} sono dati.

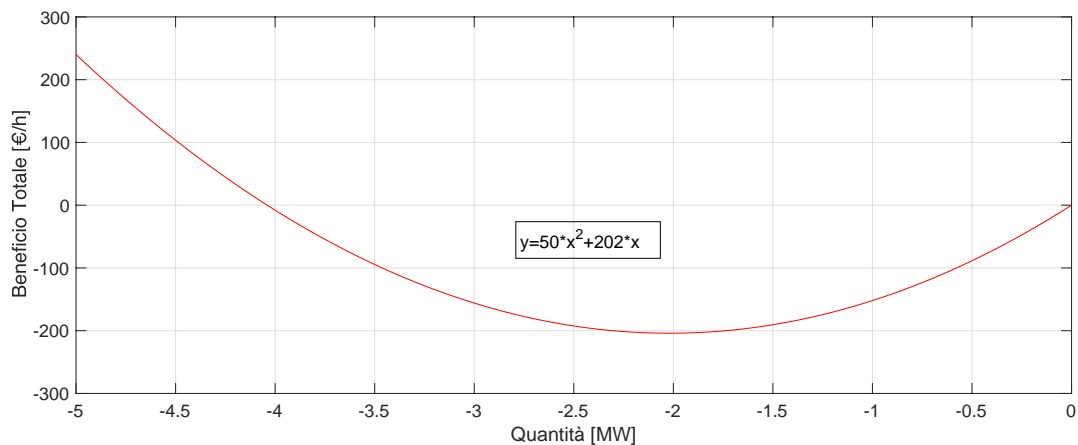
Vediamo ora un esempio di calcolo, considerando una retta con $m = 100$, $PUN = 100\text{€/MWh}$ e $P_{nom} = 2\text{ MW}$.

Figura 5.7



Integrando la retta, otteniamo la parabola:

Figura 5.8



Si può ricavare il luogo geometrico del vertice di $Y = \frac{m x^2}{2} + (PUN + m P_{nom})x$:

$$xv = \frac{-b}{2a} = \frac{-(PUN + m P_{nom})}{m} \quad (5.7)$$

$$yv = \frac{-\Delta}{4a} = \frac{-b^2 + 4ac}{4a} = \frac{-b^2}{4a} = \frac{-(PUN + m P_{nom})^2}{2m} \quad (5.8)$$

Ciascun carico può portarsi sopra o sotto la quantità nominale a seconda che il proprio beneficio sia rispettivamente superiore o inferiore al valore dell'energia in quel nodo.

Costruendo gli andamenti in questa maniera, quando un carico dispacciabile è rigido, cioè una retta di beneficio marginale tanto ripida (m elevato), esso assorbirà la potenza nominale indipendentemente dal prezzo di mercato, perché la parabola dei benefici totali sarà tanto schiacciata attorno al valore nominale. Infatti, il limite dell'ascissa del vertice per $m \rightarrow \infty$:

$$\lim_{m \rightarrow \infty} xv = \lim_{m \rightarrow \infty} \frac{m \left(-P_{nom} - \frac{PUN}{m} \right)}{m} = \lim_{m \rightarrow \infty} \left(-P_{nom} - \frac{PUN}{m} \right) = -P_{nom} \quad (5.9)$$

con ordinata molto negativa, beneficio totale molto alto, in accordo con i carichi inelastici (che infatti richiedono la definizione del VOLL). Infatti, il limite dell'ordinata del vertice per $m \rightarrow \infty$:

$$\lim_{m \rightarrow \infty} yv = \lim_{m \rightarrow \infty} \frac{-m^2 \left(P_{nom}^2 + \frac{2P_{nom}}{m} + \frac{PUN^2}{m^2} \right)}{2m} = \lim_{m \rightarrow \infty} -\frac{m}{2} (P_{nom}^2) = -\infty \quad (5.10)$$

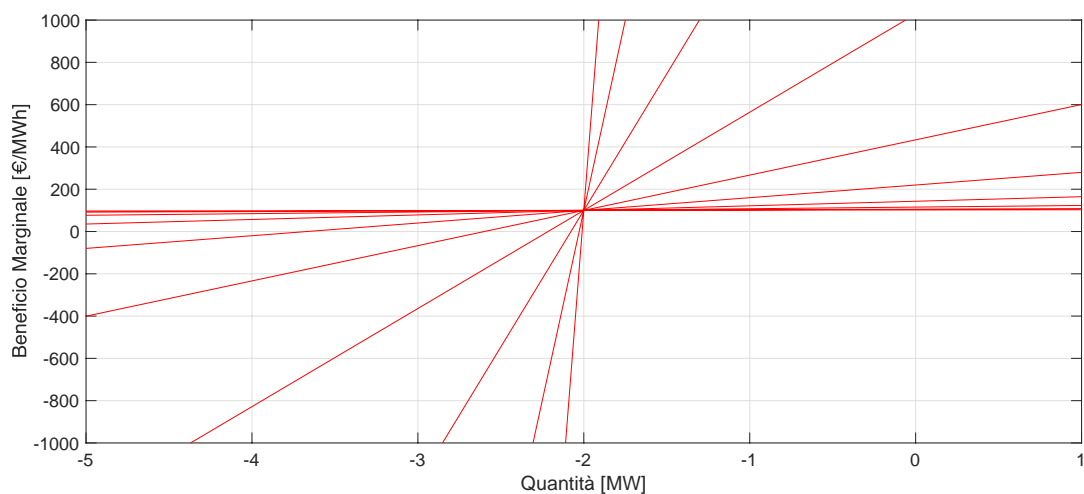
Per contro, un carico elastico permetterà la costruzione di una parabola molto aperta, quindi rami con molto poca pendenza (m molto basso), in modo che la potenza assorbita sia libera di muoversi al variare del prezzo dell'energia al nodo. È chiaro che saranno comunque le condizioni della rete e della generazione a guidare il valore del prezzo nodale e quindi il valore dell'energia al nodo, però la presenza di carichi elastici favorirà un comportamento intelligente dell'assorbimento di energia. I vertici delle parabole, ora, si muoveranno verso valori sempre più negativi, allontanandosi dalla potenza nominale. I limiti sono i seguenti:

$$\lim_{m \rightarrow 0} xv = \lim_{m \rightarrow 0} \frac{(-m P_{nom} - PUN)}{m} = -\frac{PUN}{0} = -\infty \quad (5.11)$$

$$\lim_{m \rightarrow 0} yv = \lim_{m \rightarrow 0} \frac{(-m^2 P_{nom}^2 - 2m P_{nom} - PUN^2)}{2m} = -\frac{PUN^2}{0} = -\infty \quad (5.12)$$

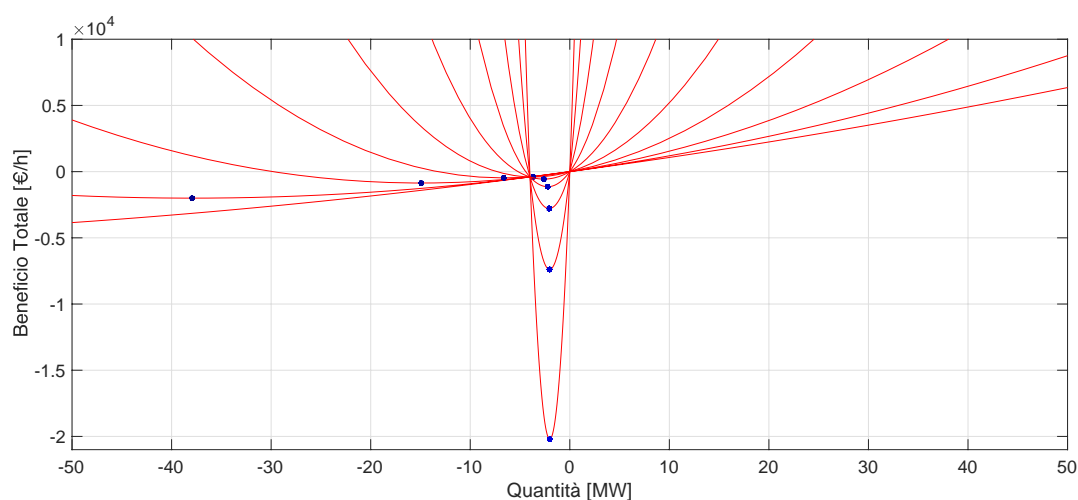
Si può notare quanto detto con la parametrizzazione in scala logaritmica della pendenza di una retta. Prendendo dieci valori entro l'intervallo di pendenze tra 10^0 e 10^4 si ottiene questa figura dei benefici marginali:

Figura 5.9



Per i benefici totali si integra semplicemente:

Figura 5.20



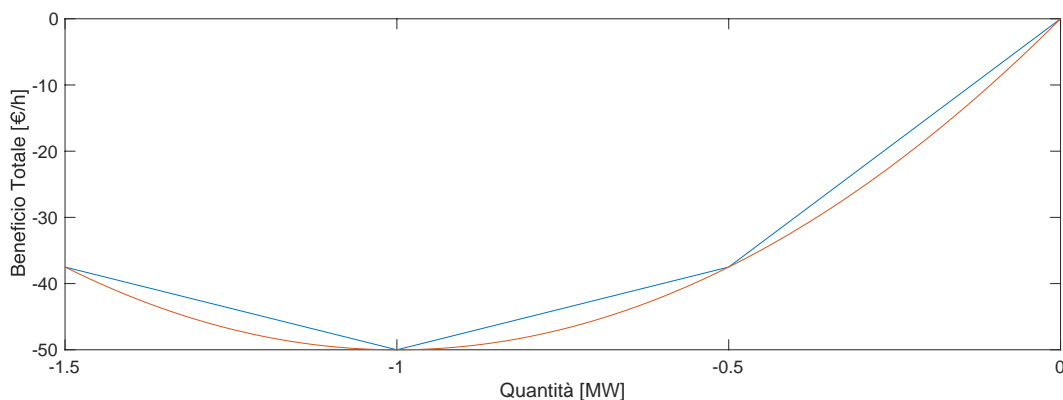
Si nota come i vertici delle parabole seguono gli andamenti descritti.

Si è costruito il fascio di parabole in modo che il vertice sia sempre a sinistra del valore della potenza nominale del carico. Con questo accorgimento la funzione parabolica dei benefici totali viene considerata dal valore di ascissa nulla fino a quella del vertice. Non avrebbe senso, infatti, che il beneficio aumentasse all'aumentare della domanda, come si avrebbe nel caso in cui il vertice della parabola si trovasse in corrispondenza di valori di assorbimento inferiori al nominale.

La scelta di far ricadere il vertice sempre nel terzo quadrante, invece, deriva dalla necessità di rappresentare, in MATPOWER, la funzione di “costo” dei carichi dispacciabili (modellizzati come generatori negativi) attraverso valori di ordinate negative in presenza di valori negativi della potenza erogata.

Si capisce come l'andamento a spezzata nell'esempio riportato in precedenza rappresenti una semplificazione di questo approccio (approssimazione della parabola del fascio), che si costruisce con i passaggi analitici mostrati. Si mettono, infatti, a confronto i due andamenti:

Figura 5.11



Attraverso MATPOWER è possibile risolvere i cosiddetti optimal power flow (opf) in modo da conoscere tutte le grandezze ricavabili da un calcolo di power flow (tensioni dei singoli nodi, scambio di potenza tra di essi...), ma verificando l'ottima gestione della rete. Significa che il calcolatore tiene conto della funzione obiettivo da minimizzare, ovvero il costo sociale citato nel capitolo 4. Si era visto come il social cost fosse un'equazione dipendente dal comportamento dei generatori e della rete, ma a questo punto bisogna fare il passo successivo e capire come può variare il beneficio dei consumatori.

Mentre in presenza di carichi rigidi il valore di beneficio marginale non rientra nella ricerca del dispacciamento ottimo, data l'inelasticità del carico, in questo elaborato, si pensa al beneficio dei singoli consumatori come funzione della loro elasticità che è stata introdotta sopra. Più un carico è rigido è più il suo beneficio marginale sarà grande, come si è visto in precedenza, con valori che possono variare drasticamente non appena la quantità venisse fatta variare seppur di poco. Un carico elastico invece vuole tenere costante il proprio beneficio, variando di conseguenza le quantità. Vista la formula (4.7), includere il valore di beneficio dei consumatori ha un impatto sul social cost, di conseguenza un ottimizzatore cercherà di massimizzare questo valore cercando di contenere il social cost. Anche se il social cost rappresenta l'obiettivo da minimizzare per l'ottimizzatore, si vedrà nel seguito come un'analisi della gestione di rete non possa basarsi esclusivamente su questo valore. Per affrontare questa tematica, in questo elaborato si vedranno, appunto, due diversi scenari:

- 1) uno scenario caratterizzato dai carichi rigidi con domande molto ripide;
- 2) uno scenario con carichi rigidi ed elastici che permetteranno di fare valutazioni più approfondite su congestione, controllo delle tensioni, spread di prezzo ecc..

I generatori nelle simulazioni saranno dei generatori PV, fotovoltaici, che alimenteranno i carichi solo durante le ore diurne. Durante la notte il nodo di saldo provvederà a fornire potenza dalla rete di alta tensione a quella di media dove ho le utenze. Secondo lo scenario impostato, la quantità di generazione distribuita in rete è tale da comportare un'inversione del flusso durante le ore diurne, per cui il saldo dovrà esportare potenza verso la rete a monte.

Come attualmente accade, i generatori PV possono immettere in rete la loro produzione, che viene quindi remunerata, e solo una verifica dei requisiti tecnici della rete può richiedere un loro distacco per evitare congestioni del sistema. In questi casi, dunque, il taglio della produzione corrisponde a un costo per la gestione di rete, dal momento che la remunerazione sull'energia prodotta viene effettuata indipendentemente dai suddetti vincoli tecnici. Per questo motivo, sarà interessante capire il ruolo della domanda flessibile per far fronte a questo aspetto.

5.1 Matpower e suo utilizzo per ottimizzare la rete

MATPOWER è una raccolta di M-files, script in linguaggio Matlab, prodotto dai ricercatori della Charles H. Dyson School of Applied Economics and Management della Cornell University, che permette di risolvere problemi di:

- power flow (PF);
- continuation power flow;
- extensible optimal power flow (OPF).

È molto utile perché è permesso modificare le function in relazione alle analisi che si vogliono svolgere e utilizzare il proprio script sul calcolatore Matlab. Inoltre, permette di utilizzare il solutore necessario (in questo caso OPF), solo richiamando la function opportuna, una volta inizializzati (ed eventualmente modificati) i dati di input.

5.1.1 Inserire i dati della rete che si vuole analizzare

Il file di dati attraverso cui costruire il modello di rete ha una struttura ben definita, che permette al programma di salvare tutti i dati necessari al modello attraverso una variabile "structure" di Matlab, convenzionalmente denominata *mpc* (MatPower Case).

La libreria di calcolo è rilasciata in formato open-source attraverso il sito del progetto (www.matpower.org), dal quale è anche reperibile un molto utile manuale online che descrive le impostazioni sia dei file di input, sia dell'approccio risolutivo associato alle varie function.

All'interno del file dati, si riconoscono diverse matrici, associate a diverse tipologie di input.

La prima matrice si riferisce ai dati dei nodi (bus data), in cui è necessario specificare il tipo di nodo (PV, PQ, SLACK), la potenza attiva e reattiva nominale del carico, la tensione di quel nodo e i limiti entro cui questa tensione può variare. Questo vincolo, nel caso di violazioni del limite superiore o inferiore, comporterà un incremento o riduzione del prezzo spot dell'energia elettrica in quel nodo,

d'accordo con la minimizzazione vincolata, a motivo della necessità di variare i flussi di potenza (attiva e reattiva) per far fronte alla contingenza.

La seconda matrice, invece, è quella dei dati dei generatori. Come già menzionato, nel presente lavoro questo insieme di dati riveste importanza sia dal punto di vista della definizione dei generatori veri e propri, sia dei carichi dispacciabili, visti appunto come generatori negativi. In accordo con la definizione dei costi e benefici associati a generatori e carichi, rispettivamente, in questa matrice devono essere definiti i vincoli di funzionamento (potenze max e min, attive e reattive) ai quali si associa un corrispondente moltiplicatore di Lagrange, come discusso nel capitolo 4. È da notare che, dal momento che MATPOWER prevede la possibilità di utilizzare i carichi dispacciabili, definendo un generatore con zona di funzionamento definita con potenza massima nulla e minima negativa, la potenza assorbita risultante viene elencata correttamente tra le componenti di carico (load), viceversa la potenza viene espressa nella casella dei generatori, sommandosi algebricamente con altri generatori distribuiti se presenti in quel nodo. Come detto in precedenza, in questo lavoro si suppone che una variabilità dei carichi sia ammessa in misura del 20% nell'intorno della potenza istantanea. Di conseguenza, i loro contributi verranno sommati con ipotetici generatori positivi.

La terza matrice è quella dei dati delle linee in cui vengono specificati i valori di resistenza, reattanza e suscettanza, tutti in per unità, oltre alla potenza nominale, in MVA. Affinché si inseriscano i valori corretti, tutti adimensionali bisogna seguire questi passaggi:

1. si trovano i valori di resistenza in per unità, note la resistenza chilometrica r , l'impedenza base Z_{base} e la lunghezza della linea d :

$$R [p. u.] = \frac{r \left[\frac{\Omega}{km} \right]}{Z_{base} [\Omega]} d [km] \quad (5.13)$$

dove Z_{base} può essere calcolata, una volta note la tensione e potenza base del sistema V_{base} e S_{base} . Supponendo una tensione base di 20 kV e una potenza base di 100 MVA (definibile arbitrariamente), si ottiene:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S} = \frac{20000^2}{100000000} = 4\Omega \quad (5.14)$$

S è la potenza apparente che utilizza Matpower, e si può decidere proprio in questa function: $S=100$ MVA.

Si calcolano anche i valori di reattanza X e suscettanza B :

$$X = \frac{x}{Z_{base}} d [p. u.] \quad (5.15)$$

$$B = \frac{b}{Z_{base}} d [p.u.] \quad (5.16)$$

dove $x = 2\pi f \cdot L [\Omega/km]$;

e $b = 2\pi f \cdot B [\Omega/km]$; .

Per quanto riguarda il trasformatore, si conoscono tipicamente i valori della tensione e della potenza di corto circuito. Valori tipici, che sono anche utilizzati nel caso studio descritto nel prossimo capitolo sono:

$$p_{cc} = 1\%$$

$$v_{cc} = 13\%$$

$$S_n = 40 MVA$$

Dal momento che le due grandezze definiscono, rispettivamente, la resistenza e il modulo dell'impedenza di corto circuito del trasformatore in per unità di macchina, si può scrivere:

$$X_{trasf} = \sqrt{Z_{trasf}^2 - r_{trasf}^2} = \sqrt{0,13^2 - 0,01^2} = 0,129 [p.u.m.] \quad (5.16)$$

da cui, passando al sistema per unità del sistema (V_{base} e S_{base} definite prima), avremo:

$$Z_{trasf} = (0,01 + j0,129) \frac{S_{base}}{S_n} = \frac{(0,01 + j0,129)10^6}{40^6} = 0,025 + j0,325 \quad (5.17)$$

La quarta e ultima matrice raccoglie le funzioni di costo di tutti i generatori, compresi i carichi dispacciabili. In questa matrice, in particolare, si deve definire quale approccio si intende utilizzare per rappresentare la caratteristica dei costi/benefici totali, in particolare in questi due modi:

- 1) Costruendo punto per punto la spezzata che rappresenta i costi/benefici totali;
- 2) Selezionando i coefficienti di una polinomiale che rappresenta gli stessi costi/benefici totali.

5.1.2 Applicazione dei profili di generazione e carico

Questa funzionalità non è direttamente prevista nell'implementazione di MATPOWER, ed è stata aggiunta per mezzo di script esterno realizzato in questo lavoro, che interagisce con la struttura dati (*mpc*).

Come detto, la generazione connessa alla rete di distribuzione simulata è stata supposta essere tutta di tipo PV (fotovoltaico), mentre per il carico sono definiti diversi profili di assorbimento. Le diverse tipologie di profili di carico/generazione possono essere riassunte in:

1. utenza costante
2. utenza residenziale
3. utenza industriale
4. utenza terziaria
5. utenza agricola
6. veicolo elettrico
7. Generatore PV

Si sono presi dei fattori (*scaling factor*) che sono utilizzati per aggiornare la potenza istantanea riferita a ciascun istante della simulazione, lungo un periodo di 24 ore, in modo da vedere gli andamenti dei generatori fotovoltaici e i carichi durante le ore della giornata.

L'applicazione di questi profili è immediata in quanto sono dei semplici fattori moltiplicativi che modulano la potenza nominale, sia essa di generazione sia essa di carico. Ciascun profilo ha, quindi, un numero identificativo che verrà indicato nella matrice dei generatori, citata precedentemente, e delle nuove function associano a quel numero il coefficiente corrispondente al tipo di profilo, in base all'istante di simulazione.

5.1.3 Nodo di saldo

La rappresentazione del nodo di saldo nel file dati di MATPOWER per il calcolo dell'OPF ha bisogno di qualche considerazione particolare. Innanzitutto, bisogna vincolare la tensione al valore desiderato costante, ad esempio pari a 1 p.u. (corrispondente a 132 kV del nodo AT), imponendo i limiti superiore e inferiore della tensione entrambi pari al valore voluto (1 p.u.). Questo vincolo ha anche un significato tecnico, oltre che computazionale, dal momento che la tensione al nodo AT viene solitamente imposta per mezzo del dispacciamento delle unità connesse alla rete di trasmissione e difficilmente può variare liberamente, se non specificatamente richiesto dal TSO. Tale richiesta, potrebbe essere interpretata, ad esempio, modificando il valore di tensione di riferimento usata per il vincolo.

A questo si aggiunge la necessità di rappresentare la rete equivalente connessa al nodo di saldo (rete AT a monte) come un'entità in grado di accogliere tutta la generazione in eccesso da parte dei generatori distribuiti (export verso la rete AT) e di fornire la potenza richiesta dai carichi in assenza della generazione distribuita (import dalla rete AT).

Per ottenere questo comportamento, due generatori equivalenti sono stati connessi al nodo di saldo, corrispondenti, uno al generatore chiamato a sopperire alla mancanza di generazione distribuita e uno al carico dispacciabile al quale viene richiesto di assorbire l'eccesso di generazione.

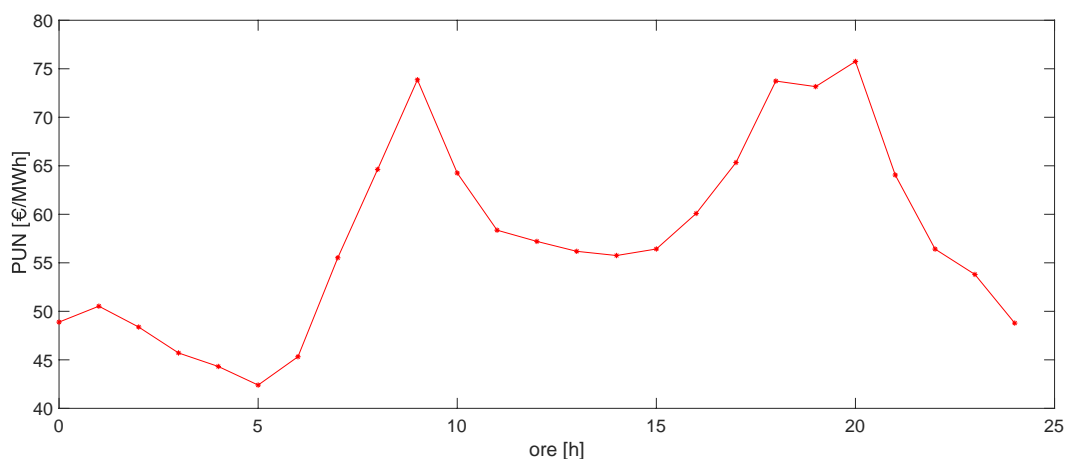
In particolare, il prelievo al saldo deve avere un beneficio marginale minore del costo marginale del generatore equivalente, in modo che l'algoritmo non trovi vantaggio ad imporre un autoconsumo

dell'energia al nodo di saldo. Il costo marginale di generazione al saldo è posto uguale al PUN perché è il prezzo di acquisto dell'energia dalla rete di trasmissione. Ovviamente questa ipotesi esclude i vari costi per gestione del sistema che vengono aggiunti alla tariffazione dell'utente finale, che comunque non implicano una sostanziale differenza nella discussione derivante dai risultati ottenibili con questo approccio. Nel caso si volesse procedere a valutazioni quantitative sui vantaggi economici di questo approccio, si dovrebbero includere gli effettivi costi sostenuti dal consumatore, oltre al reale prezzo di vendita zonale.

5.1.4 Base dei tempi

Molto importante è, nel caso ci fossero scaling factors variabili mensilmente, permettere a Matlab di prelevare i giusti coefficienti moltiplicativi. Per fare ciò, si è creato una function in modo da poter selezionare la data iniziale e quella finale e analizzare la rete in questo intervallo temporale. Si ricorda, inoltre, che la costruzione della funzione di beneficio totale dei carichi dispacciabili è stata modellata attorno al valore di acquisto dell'energia dalla rete, ovvero il PUN. Si è spiegato nei capitoli introduttivi come questo valore venga valutato nel mercato elettrico italiano. Nella simulazione mostrata nel prossimo capitolo, il valore del PUN orario viene ottenuto con approccio simile a quello di applicazione dei profili di utenza, applicando l'andamento rilevato dal GME nella giornata del 20 novembre 2019 (www.mercatoelettrico.org).

Figura 5.12



6. Scenari e simulazioni

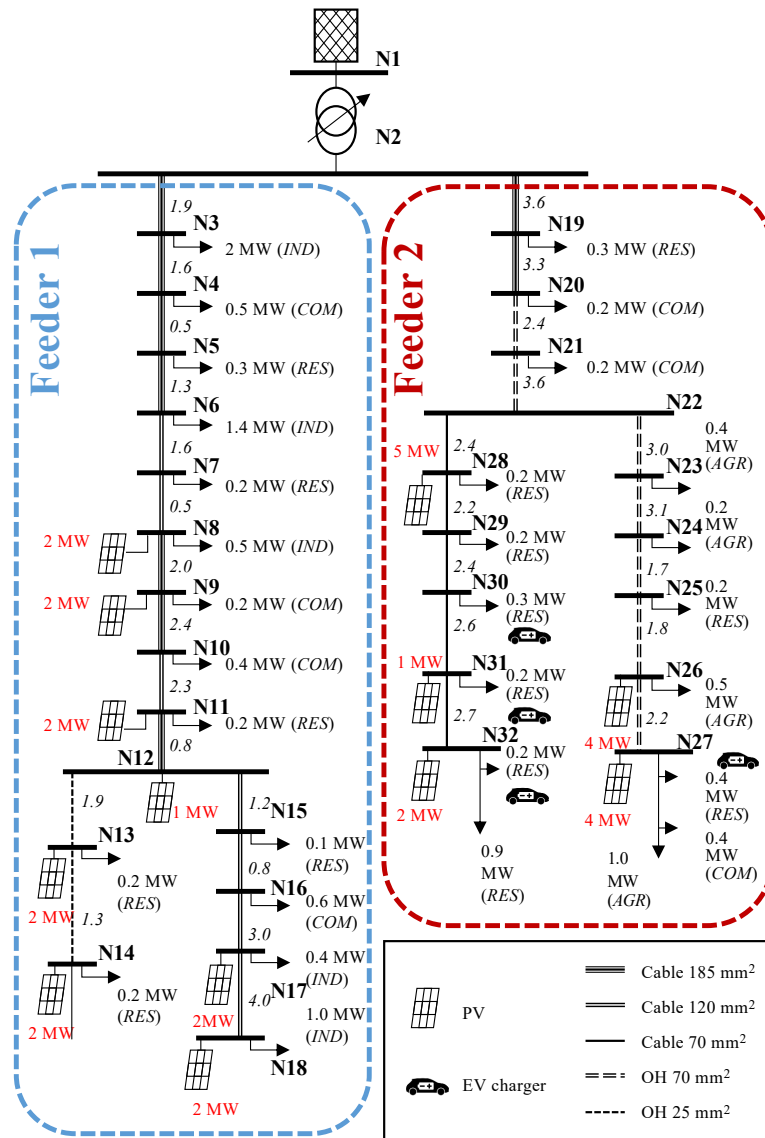
Come anticipato nei precedenti capitoli, lo scopo di questo lavoro è quello di analizzare il possibile contributo alla gestione della rete di distribuzione da parte della demand response, in presenza di diversi valori della elasticità del consumatore.

Le analisi in questo senso sono state condotte per mezzo della libreria MATPOWER menzionata nel precedente capitolo, utilizzando un modello di rete di distribuzione a 32 nodi, descritta nel paragrafo seguente.

6.1 Rete a 32 nodi

La rete utilizzata come caso studio è descritta di seguito. Si tratta di una rete di distribuzione alimentata da un nodo AT a 132 kV per mezzo di un trasformatore 132/20 kV da 40 MVA, con $p_{cc}=1\%$ e $v_{cc}=13\%$. Come si può vedere nella figura sottostante, dalla sbarra MT di cabina primaria si dipartono due feeder, indicati come Feeder 1 e Feeder 2.

Figura 6.1



Questi sono i dati del trasformatore che collega la plausibile rete di distribuzione con la corrispettiva rete di alta e altissima tensione:

Tabella 1 - Dati del trasformatore AT/MT

Nodo AT	Nodo MT	Sn [MVA]	V_{nAT} [KV]	V_{nMT} [KV]	V_{cc} [p.u.]	P_{cc} [p.u.]	Tap side
1	2	40	132	20	0,13	0,01	1

In tabella 2 e 3 sono riportati i dati delle diverse tipologie di linea presenti in rete.

Tabella 2 – Dati della tipologia di linea

Tipo	Sezione [mm²]	r [Ohm/km]	l [mH/km]	c [μF/km]	g [S/km]	I_{max} [A]	P_{max} [MVA]
<i>ARG7H1RX_185</i>	185	0,218	0,35	0,29	0	360	12,470
<i>ARG7H1RX_120</i>	120	0,333	0,382	0,25	0	280	9,7
<i>Aerea Cu_25</i>	25	0,72	1,389	0,008	0	140	4,850
<i>Aerea Cu_70</i>	70	0,2681	1,286	0,009	0	280	9,7
<i>ARG7H1RX_70</i>	70	0,58	0,414	0,21	0	200	6,930

Si è ricavato la condizione di massima potenza apparente dell'ultima colonna della tabella 2 tramite la condizione di massima corrente:

$$P_{max} = \sqrt{3}V_{baseline}I_{max} \quad (6.1)$$

Le linee sono elencate in tabella 3 con tutte le caratteristiche necessarie.

Tabella 3 – dati delle linee che compongono la rete di distribuzione

Tipo	Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Vn [kV]	d [km]	R[p.u.]	X[p.u.]	B[p.u.]
ARG7HIRX_185	N2	N3	20	1,884	0,102678	0,05178915	4,2911E-05
ARG7HIRX_185	N3	N4	20	1,62	0,08829	0,04453208	3,6898E-05
ARG7HIRX_185	N4	N5	20	0,532	0,028994	0,01462411	1,21171E-05
ARG7HIRX_185	N5	N6	20	1,284	0,069978	0,03529579	2,92451E-05
ARG7HIRX_120	N6	N7	20	1,618	0,1346985	0,04854358	3,17694E-05
ARG7HIRX_120	N7	N8	20	0,532	0,044289	0,01596118	1,04458E-05
ARG7HIRX_185	N8	N9	20	2	0,109	0,05497787	4,55531E-05
ARG7HIRX_185	N9	N10	20	2,4	0,1308	0,06597345	5,46637E-05
ARG7HIRX_120	N10	N11	20	2,252	0,187479	0,06756498	4,42179E-05
ARG7HIRX_185	N11	N12	20	0,756	0,041202	0,02078164	1,72191E-05
Aerea Cu_25	N12	N13	20	1,87	0,3366	0,20400168	1,17496E-06
ARG7HIRX_120	N12	N15	20	1,19	0,0990675	0,03570263	2,33656E-05
Aerea Cu_25	N13	N14	20	1,28	0,2304	0,13963751	8,04248E-07
ARG7HIRX_120	N15	N16	20	0,8	0,0666	0,02400177	1,5708E-05
ARG7HIRX_120	N16	N17	20	3	0,24975	0,09000663	5,89049E-05
ARG7HIRX_120	N17	N18	20	4	0,333	0,12000884	7,85398E-05
ARG7HIRX_185	N2	N19	20	3,6	0,1962	0,09896017	8,19956E-05
ARG7HIRX_185	N19	N20	20	3,304	0,180068	0,09082344	7,52537E-05
Aerea Cu_70	N20	N21	20	2,4	0,16086	0,24240529	1,69646E-06
Aerea Cu_70	N21	N22	20	3,6	0,24129	0,36360793	2,54469E-06
Aerea Cu_70	N22	N23	20	3	0,201075	0,30300661	2,12058E-06
ARG7HIRX_70	N22	N28	20	2,4	0,348	0,07803716	3,95841E-05
Aerea Cu_70	N23	N24	20	3,08	0,206437	0,31108679	2,17712E-06
Aerea Cu_70	N24	N25	20	1,65	0,11059125	0,16665364	1,16632E-06
Aerea Cu_70	N25	N26	20	1,8	0,120645	0,18180397	1,27235E-06
Aerea Cu_70	N26	N27	20	2,2	0,147455	0,22220485	1,55509E-06
ARG7HIRX_70	N28	N29	20	2,2	0,319	0,07153406	3,62854E-05
ARG7HIRX_70	N29	N30	20	2,4	0,348	0,07803716	3,95841E-05
ARG7HIRX_70	N30	N31	20	2,6	0,377	0,08454026	4,28827E-05
ARG7HIRX_70	N31	N32	20	2,7	0,3915	0,08779181	4,45321E-05

In cui i valori in p.u. delle impedenze sono calcolati come descritto nel precedente capitolo 5.

Come si può notare dalla figura della rete, i carichi sono di diverso tipo e a ciascuno verrà applicato il profilo corrispondente, come anticipato nel capitolo precedente. In sostanza, la potenza nominale del carico verrà moltiplicata per un fattore moltiplicativo che indica il profilo e cambia durante l'arco della giornata. Si è detto che, per ipotesi di lavoro, tutti i carichi sono dispacciabili, quindi, il passo successivo sarà quello di far variare la potenza, trovata con il profilo, entro una percentuale (scelta pari a 20% per ipotesi), in modo che, mentre i carichi inelastici tenderanno a prelevare la quantità definita dal profilo (valore centrale del range ammesso), quelli elastici tenderanno a variare a seconda del segnale di prezzo dell'energia al rispettivo nodo.

Inizialmente consideriamo sia i carichi che i generatori operanti a fattore di potenza unitario (potenze reattive nulle), in modo da concentrarci sul dispacciamento della potenza attiva

Tabella 4 – limiti delle potenze attive e reattive

Nodo	P _{max}	P _{min}	Profilo	Q _{max}	Q _{min}
1	0	-50	1	0	-50
1	50	0	1	50	0
3	0	-2	3	0	0
4	0	-0,5	4	0	0
5	0	-0,2618	2	0	0
6	0	-1,4	3	0	0
7	0	-0,15	2	0	0
8	2	0	7	0	0
8	0	-0,45	3	0	0
9	2	0	7	0	0
9	0	-0,125	4	0	0
10	0	-0,32	4	0	0
11	2	0	7	0	0
11	0	-0,125	2	0	0
12	1	0	7	0	0
13	2	0	7	0	0
13	0	-0,132	2	0	0
14	2	0	7	0	0
14	0	-0,12	2	0	0
15	0	-0,1	2	0	0
16	0	-0,55	4	0	0
17	2	0	7	0	0
17	0	-0,4	3	0	0
18	2	0	7	0	0
18	0	-0,95	3	0	0
19	0	-0,25	2	0	0
20	0	-0,19	4	0	0
21	0	-0,19	4	0	0
23	0	-0,35	5	0	0
24	0	-0,18	5	0	0
25	0	-0,19	2	0	0
26	4	0	7	0	0
26	0	-0,5	5	0	0
27	4	0	7	0	0
27	0	-0,35	2	0	0
27	0	-1	5	0	0
27	0	-1	6	0	0
27	0	-0,35	4	0	0
28	5	0	7	0	0
28	0	-0,15	2	0	0
29	0	-0,2	2	0	0
30	0	-0,25	2	0	0
30	0	-1	6	0	0
31	1	0	7	0	0
31	0	-0,15	2	0	0
31	0	-1	6	0	0
32	2	0	7	0	0
32	0	-0,18	2	0	0
32	0	-0,9	2	0	0
32	0	-1	6	0	0

Si è spiegato come la funzione di beneficio totale dei carichi dispacciabili sia stata costruita in modo che, in presenza di prelievi inelastici, la potenza assorbita rimanga fissata attorno al valore istantaneo dovuto all'applicazione del profilo corrispondente al tipo di carico. Il valore nominale varia durante la giornata perché i profili cambiano di ora in ora. Vengono messi in appendice i valori della potenza istantanea (media sul periodo di simulazione, in questo caso orario) di ogni utenza nell'arco del tempo.

Per applicare una parametrizzazione della curva di beneficio associata a ciascun carico dispacciabile, si è adottato lo sviluppo descritto nel capitolo precedente, costruendo uno script di Matlab che identifichi i corrispondenti valori dei coefficienti da utilizzare nella polinomiale, selezionando semplicemente la pendenza della retta funzione beneficio marginale. Si ricorda che pendenze molto ripide rappresentano lo scenario di prelievi inelastici, mentre pendenze contenute rappresentano quelli elastici.

La variazione di pendenze è stata attuata su Matlab attraverso il comando `logspace` in modo da creare quanti casi si voglia, su scala logaritmica, e scegliere gli estremi dell'intervallo, tramite le potenze di 10. Prendendo solamente due valori, uno estremamente elevato, ovvero 10^5 , ed uno estremamente ridotto, ovvero $10^0 = 1$, si possono separare gli scenari citati.

Per quanto riguarda i generatori, la caratteristica di costo marginale viene assegnata come costante lungo tutta la giornata, per semplicità espositiva. I valori sono riportati in tabella. Si nota come sarebbe possibile assegnare anche ad essi un andamento temporale del costo marginale (ovvero del prezzo offerto).

Per questioni di sicurezza nel dispacciamento, si è adottato, inoltre, un limite di trasporto sulle linee pari al 70% della potenza massima indicata in tabella 2.

6.2 Scenario 1: prelievi inelastici

Nello scenario 1, si suppongono i carichi con elasticità praticamente nulla (carichi rigidi), scegliendo un valore di pendenza della funzione di beneficio marginale pari a 10^5 . In questo modo, la potenza assorbita dai carichi dispacciabili è quella istantanea (data dalla nominale, scalata attraverso gli opportuni coefficienti). In questa condizione si analizza la rete durante l'arco della giornata e si presentano le caratteristiche attraverso i risultati ottenuti con MATPOWER

6.2.1 Periodo notturno – ore 0.00

Durante le ore notturne i generatori PV sono spenti e tutti le utenze sono alimentate dal nodo di saldo, generatore con capacità idealmente infinita. Come detto, il saldo è sempre il generatore marginale perché è l'unico in grado di produrre un'unità ulteriore di potenza elettrica. Il valore dell'energia e, quindi, il prezzo al nodo di saldo è proprio il PUN orario ed è proprio il marginale. Da questo valore, procedendo attraverso le linee della rete, il prezzo dell'energia ai nodi aumenta, riflettendo l'andamento delle perdite (moltiplicatori di Lagrange legati ai flussi di potenza in linea, ossia all'utilizzo delle linee stesse). Si vede, dagli stampati di output delle routine MATPOWER, come la differenza di prezzo tra il nodo 21 e il 22 sia quella più elevata perché, in quella particolare linea si hanno le perdite maggiori. Inoltre, vengono forniti anche i prezzi della reattiva. Secondo le ipotesi introdotte, la potenza reattiva deve essere fornita interamente dal nodo di saldo, dati i vincoli imposti ai generatori distribuiti. Anche se il valore di prezzi è molto contenuto, a causa del prezzo marginale nullo assegnato alla fornitura di potenza reattiva, si rileva una variazione associata alla variazione di modulo della tensione rispetto al valore nominale, oltre che al suo sfasamento rispetto alla corrente. Questo tipo di segnale potrebbe, per esempio, essere sfruttato come indicazione della necessità di rifasare in determinati nodi di rete.

=====								
Bus Data d=100000 (carico inelastico) (ore 0.00)								
=====								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q

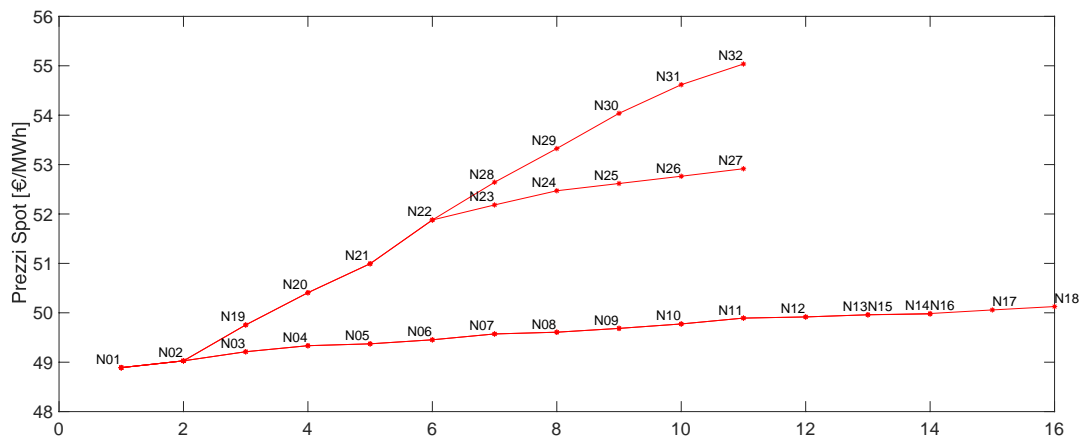
1	1.000	0.000*	5.39	0.13	0.00*	0.00*	48.890	-
2	0.998	-1.003	-	-	-	-	49.028	0.060
3	0.997	-1.059	-0.42	0.00	-	-	49.212	0.056
4	0.995	-1.097	-0.08	0.00	-	-	49.334	0.053
5	0.995	-1.109	-0.13	0.00	-	-	49.372	0.052
6	0.994	-1.134	-0.29	0.00	-	-	49.454	0.049
7	0.993	-1.161	-0.08	0.00	-	-	49.572	0.045
8	0.993	-1.169	-0.09	0.00	-	-	49.607	0.044
9	0.992	-1.194	-0.02	0.00	-	-	49.684	0.040
10	0.991	-1.221	-0.05	0.00	-	-	49.774	0.037
11	0.990	-1.248	-0.06	0.00	-	-	49.893	0.033
12	0.990	-1.255	0.00	0.00	-	-	49.916	0.033
13	0.989	-1.271	-0.07	0.00	-	-	49.960	0.033
14	0.989	-1.276	-0.06	0.00	-	-	49.975	0.033
15	0.989	-1.265	-0.05	0.00	-	-	49.960	0.031
16	0.989	-1.271	-0.09	0.00	-	-	49.985	0.030
17	0.988	-1.288	-0.08	0.00	-	-	50.058	0.027
18	0.988	-1.303	-0.20	0.00	-	-	50.126	0.026
19	0.991	-1.197	-0.13	0.00	-	-	49.754	0.091
20	0.985	-1.370	-0.03	0.00	-	-	50.407	0.117
21	0.979	-1.847	-0.03	0.00	-	-	50.994	0.154
22	0.971	-2.566	-	-	-	-	51.879	0.191
23	0.968	-2.814	-0.12	0.00	-	-	52.183	0.197
24	0.966	-3.047	-0.06	0.00	-	-	52.470	0.201
25	0.964	-3.166	-0.10	0.00	-	-	52.617	0.203
26	0.963	-3.285	-0.17	0.00	-	-	52.764	0.204
27	0.962	-3.408	-0.89	0.00	-	-	52.916	0.204
28	0.964	-2.659	-0.08	0.00	-	-	52.643	0.192
29	0.958	-2.742	-0.10	0.00	-	-	53.325	0.191
30	0.952	-2.828	-0.44	0.00	-	-	54.037	0.190
31	0.947	-2.897	-0.39	0.00	-	-	54.617	0.189
32	0.943	-2.946	-0.87	0.00	-	-	55.036	0.189

L'andamento dei prezzi spot per questa specifica ora è quello riportato in figura 1. Innanzitutto, si nota che, essendo il generatore al nodo di saldo marginale, il prezzo a quel nodo corrisponda al valore assegnato all'importazione di energia dalla rete a monte, ossia il PUN, per l'ora corrispondente (0.00). Si nota come i prezzi del Feeder 2 (nodi da N19 a N32) salgono maggiormente, viste le perdite maggiori, dovute alla maggiore domanda di energia. Le perdite (Losses) si possono vedere nello stampato Matlab 2. Linee più lunghe e di impedenza maggiore producono perdite maggiori, come dimostra la dipendenza diretta data dalla formula delle perdite per effetto Joule:

$$L = RI^2 = R \frac{P_A^2 + Q_R^2}{V^2} \quad (6.2)$$

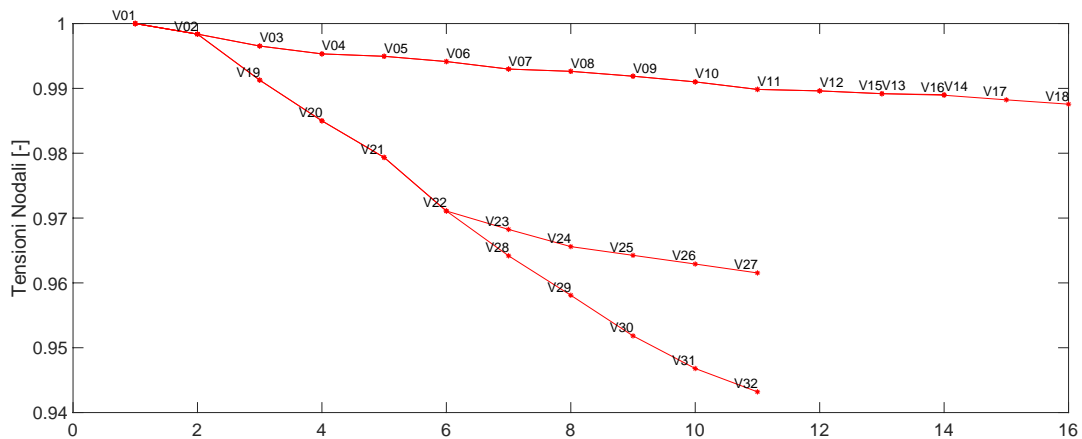
$$R_\Omega = r d \text{ } [\Omega] \quad (6.3)$$

Figura 6.3



Inoltre, si nota, dalla formula, come la tensione nodale è indirettamente proporzionale alle perdite. Se per perdite maggiori il differenziale di prezzo aumenta, lo stesso vale per le cadute di tensione, che causano tensioni nodali decrescenti all'allontanarsi dal nodo di saldo, ossia con andamento opposto ai prezzi spot.

Figura 6.4



Branch Data d=100000 (carico inelastico) (ore 0.00)									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	5.39	0.13	-5.38	-0.04	0.007	0.09	
2	2	3	1.81	-0.04	-1.81	0.04	0.003	0.00	
3	3	4	1.39	-0.04	-1.38	0.04	0.002	0.00	
4	4	5	1.30	-0.04	-1.30	0.04	0.000	0.00	
5	5	6	1.17	-0.04	-1.16	0.04	0.001	0.00	
6	6	7	0.87	-0.04	-0.87	0.03	0.001	0.00	
7	7	8	0.79	-0.03	-0.79	0.03	0.000	0.00	
8	8	9	0.70	-0.03	-0.70	0.03	0.001	0.00	
9	9	10	0.68	-0.03	-0.68	0.02	0.001	0.00	
10	10	11	0.62	-0.02	-0.62	0.02	0.001	0.00	
11	11	12	0.56	-0.02	-0.56	0.02	0.000	0.00	
12	12	13	0.13	-0.00	-0.13	0.00	0.000	0.00	
13	12	15	0.43	-0.02	-0.43	0.01	0.000	0.00	
14	13	14	0.06	-0.00	-0.06	-0.00	0.000	0.00	
15	15	16	0.38	-0.01	-0.38	0.01	0.000	0.00	
16	16	17	0.28	-0.01	-0.28	0.01	0.000	0.00	
17	17	18	0.20	-0.01	-0.20	0.00	0.000	0.00	
18	2	19	3.57	0.08	-3.54	-0.08	0.025	0.01	
19	19	20	3.42	0.08	-3.39	-0.08	0.021	0.01	
20	20	21	3.36	0.08	-3.34	-0.05	0.019	0.03	
21	21	22	3.31	0.05	-3.28	-0.01	0.028	0.04	
22	22	23	1.35	0.01	-1.35	-0.01	0.004	0.01	
23	22	28	1.93	-0.01	-1.92	0.01	0.014	0.00	
24	23	24	1.23	0.01	-1.23	-0.01	0.003	0.01	
25	24	25	1.17	0.01	-1.16	-0.00	0.002	0.00	
26	25	26	1.07	0.00	-1.07	-0.00	0.001	0.00	
27	26	27	0.90	0.00	-0.89	-0.00	0.001	0.00	
28	28	29	1.84	-0.01	-1.83	0.01	0.012	0.00	
29	29	30	1.73	-0.01	-1.72	0.01	0.011	0.00	
30	30	31	1.27	-0.01	-1.26	0.00	0.007	0.00	
31	31	32	0.87	-0.00	-0.87	0.00	0.003	0.00	
Total:							0.169	0.22	

Tutti i nodi hanno dei vincoli sulle tensioni e, secondo le ipotesi assunte, gli estremi limite (0,9 p.u. e 1.1 p.u., corrispondenti a un range di variazione del $\pm 10\%$), per questo scenario, sono tali da non comportare violazioni, con conseguente componente di prezzo dovuta a questo fattore.

Infatti, la tensione massima è al saldo, mentre quella minima è al nodo 32 ed è superiore al 94% della nominale. Per le considerazioni fatte in precedenza, il nodo di saldo, la cui tensione è vincolata a 1 [p.u.], produce un moltiplicatore di Lagrange diverso da zero, $\mu_{V_{max}}=18,204$.

Ricordando che la produzione del j-simo generatore ha i vincoli, $g_{j,min} \leq g_j \leq g_{j,max}$, nel caso di violazioni di questi limiti si otterrà un ulteriore differenziale di prezzo rispetto al lambda di sistema, dato dalle rispettive componenti corrispondenti ai moltiplicatori di Lagrange:

$$\Delta_{prezzo1} = \sum_j \mu_{max,j}(t) * [g_j(t) - g_{max,j}(t)] \quad (6.2)$$

$$\Delta_{prezzo2} = \sum_j \mu_{min,j}(t) * [g_{min,j}(t) - g_j(t)] \quad (6.3)$$

Questi $\mu_{max,j}(t)$ e $\mu_{min,j}(t)$ sono i valori μ_{Pmax} e μ_{Pmin} che si trovano nello stampato sottostante, prodotto da MATPOWER. In questo caso specifico, visti i vincoli a produzione nulla dati dall'assenza della fonte primaria, l'OPF restituisce dei valori non nulli dei moltiplicatori legati al vincolo P_{max} che corrispondono proprio alla differenza tra il costo marginale del generatore al rispettivo nodo di rete e il prezzo nodale ottenuto (v. tabella precedente).

Stampato Matpower 3

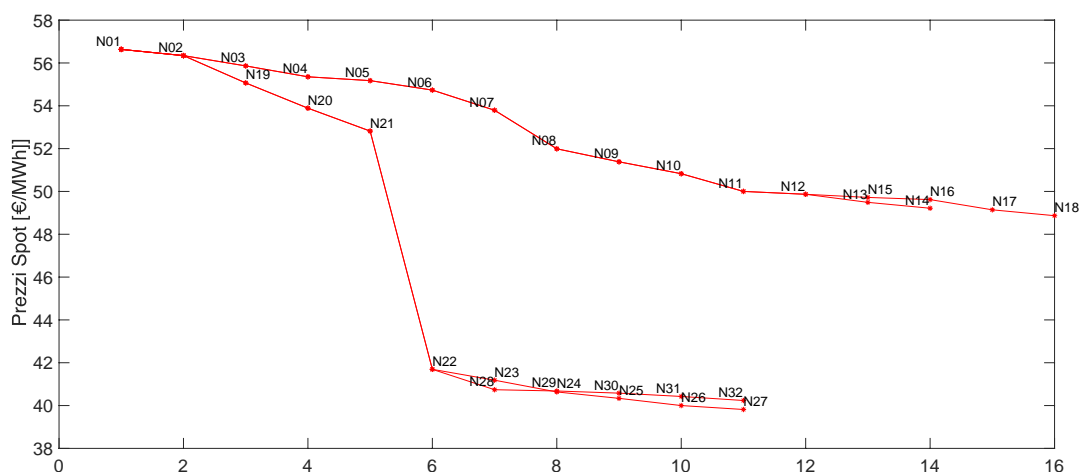
Generation Constraints d=100000 (carico inelastico) (ore 0.00)						
Gen #	Bus #	Active Power Limits				
		Pmin mu	Pmin	Pg	Pmax	Pmax mu
8	8	0.000	0.00	-	0.00	19.607
10	9	0.000	0.00	-	0.00	29.684
11	9	0.003	-0.03	-0.02	-0.02	0.003
12	10	0.001	-0.07	-0.05	-0.04	0.001
13	11	0.107	0.00	-	0.00	0.000
15	12	0.000	0.00	-	0.00	9.916
16	13	0.040	0.00	-	0.00	0.000
18	14	0.000	0.00	-	0.00	9.975
20	15	0.001	-0.06	-0.05	-0.04	0.001
22	17	0.000	0.00	-	0.00	20.058
24	18	0.000	0.00	-	0.00	20.126
27	20	0.002	-0.04	-0.03	-0.03	0.002
28	21	0.002	-0.04	-0.03	-0.03	0.002
32	26	0.000	0.00	-	0.00	12.764
34	27	0.000	0.00	-	0.00	32.916
38	27	0.001	-0.07	-0.06	-0.05	0.001
39	28	0.000	0.00	-	0.00	22.643
44	31	0.000	0.00	-	0.00	4.617
47	32	0.000	0.00	-	0.00	35.036

6.2.2 Periodo diurno – ore 12.00

In questo scenario, la generazione fotovoltaica è vicino al suo massimo. Si nota come il saldo, in questo caso, assorba il surplus di generazione, visto che i carichi non riescono ad assorbire tutta la potenza generata. Questo fenomeno, chiamato inversione di flusso, accade quando il flusso di potenza risale dai nodi della rete di distribuzione, verso la rete di trasmissione. Importantissimo è notare come lo spread dei prezzi va anch'esso in direzione opposta, rispetto allo scenario 1. Significa che il prezzo, invece che aumentare all'allontanarsi dalla cabina primaria, diminuisce con l'aumentare delle perdite e all'aumentare degli altri moltiplicatori, riflettendo l'effetto di flussi di potenza verso monte. Bisogna vedere il prezzo come valore dell'energia, che è maggiore nel saldo e minore in qualsiasi altro punto della rete. Questo è giustificato dal fatto che, dato il surplus di generazione, produrre dal saldo verso la rete permetterebbe di far contenere le perdite ed è corretto che l'energia prodotta lì abbia un valore maggiore. Viceversa, un valore minore ai nodi MT dovrebbe disincentivare l'iniezione di potenza, visti i ridotti margini rispetto al costo marginale di produzione.

L'immagine dimostra come i prezzi spot, infatti, diminuiscono al diramarsi della rete.

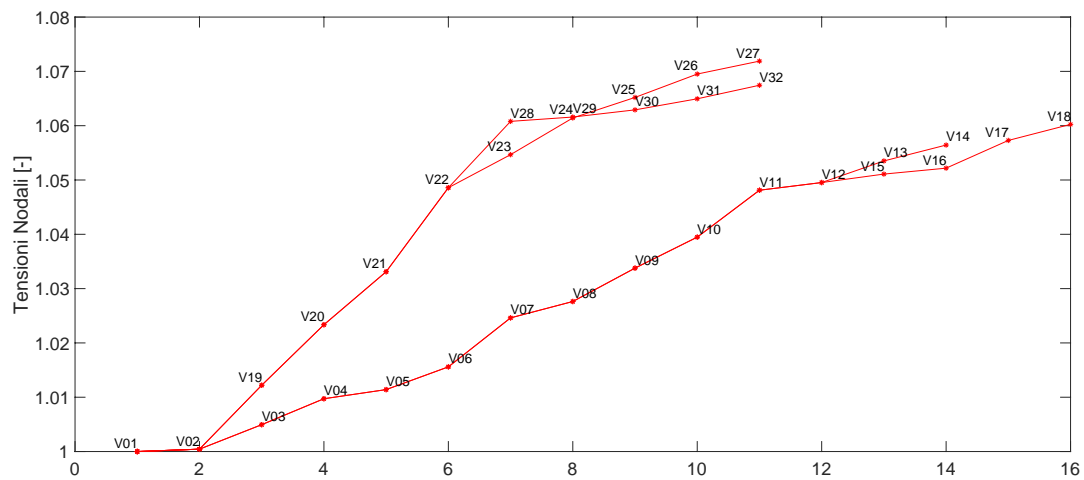
Figura 6.5



Bus Data d=100000 (carico inelastico) (ore 12.00)								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1.000	0.000*	0.00	0.87	10.61*	0.00*	56.634	-
2	1.000	1.987	-	-	-	-	56.343	0.261
3	1.005	2.122	-1.02	0.00	-	-	55.863	0.284
4	1.010	2.263	-0.39	0.00	-	-	55.353	0.301
5	1.011	2.312	-0.18	0.00	-	-	55.175	0.307
6	1.016	2.434	-0.71	0.00	-	-	54.733	0.318
7	1.025	2.620	-0.10	0.00	-	-	53.792	0.332
8	1.028	2.681	1.20	0.00	-	-	51.991	0.340
9	1.034	2.855	1.33	0.00	-	-	51.383	0.347
10	1.039	3.014	-0.25	0.00	-	-	50.828	0.353
11	1.048	3.185	1.23	0.00	-	-	50.001	0.355
12	1.050	3.223	0.71	0.00	-	-	49.867	0.355
13	1.054	3.356	-0.09	0.00	-	-	49.490	0.357
14	1.056	3.452	1.34	0.00	-	-	49.216	0.358
15	1.051	3.253	-0.07	0.00	-	-	49.720	0.355
16	1.052	3.274	-0.43	0.00	-	-	49.618	0.354
17	1.057	3.373	1.22	0.00	-	-	49.141	0.353
18	1.060	3.430	0.94	0.00	-	-	48.868	0.352
19	1.012	2.382	-0.17	0.00	-	-	55.068	0.387
20	1.023	2.746	-0.15	0.00	-	-	53.888	0.487
21	1.033	3.654	-0.15	0.00	-	-	52.819	0.595
22	1.049	5.013	-	-	-	-	41.692	0.826
23	1.055	5.546	-0.21	0.00	-	-	41.184	0.856
24	1.061	6.121	-0.11	0.00	-	-	40.636	0.877
25	1.065	6.435	-0.13	0.00	-	-	40.336	0.883
26	1.070	6.786	2.11	0.00	-	-	40.000	0.886
27	1.072	6.979	1.73	0.00	-	-	39.816	0.887
28	1.061	5.159	3.46	0.00	-	-	40.740	0.824
29	1.062	5.166	-0.14	0.00	-	-	40.680	0.820
30	1.063	5.180	-0.17	0.00	-	-	40.580	0.817
31	1.065	5.203	-0.10	0.00	-	-	40.425	0.816
32	1.067	5.233	0.68	0.00	-	-	40.236	0.815

Le tensioni nodali, effettivamente, riflettono l'effetto di eccesso di generazione attraverso una sovratensione:

Figura 6.6



Riportando la tabella con i valori delle linee insieme ai vincoli sulla ampacity si vede come alcune linee siano congestionate. Le quattro linee che violano i vincoli sulla portata in potenza [MVA], tutte con lo stesso limite a 7 MVA, sono riportate nello stampato Matlab 6. Si nota come la linea, che parte dal nodo 21 e arriva al 22, sia la più congestionata in quanto ha il moltiplicatore di Lagrange più elevato, pari a 9,5 €/MWh, uguale alla differenza di prezzo tra nodo 21 e 22. Come dice la teoria dei prezzi spot, si crea un differenziale di prezzo ogniqualvolta un vincolo viene violato. MATPOWER, inoltre, divide il moltiplicatore di Lagrange delle congestioni in due componenti per identificare se tale contingenza avvenga sulla linea verso monte o verso valle. In questo scenario è normale che le congestioni siano verso monte, vista la grande produzione delle centrali distribuite.

Branch Data d=100000 (carico inelastico) (ore 12.00)								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	-10.61	0.87	10.63	-0.50	0.028	0.37
2	2	3	-4.43	0.07	4.45	-0.07	0.020	0.01
3	3	4	-5.47	0.07	5.50	-0.06	0.026	0.01
4	4	5	-5.89	0.06	5.90	-0.06	0.010	0.00
5	5	6	-6.08	0.06	6.10	-0.05	0.025	0.01
6	6	7	-6.82	0.05	6.88	-0.03	0.061	0.02
7	7	8	-6.98	0.03	7.00	-0.02	0.021	0.01
8	8	9	-5.80	0.02	5.84	-0.01	0.035	0.02
9	9	10	-4.51	0.01	4.54	-0.00	0.025	0.01
10	10	11	-4.79	0.00	4.83	0.01	0.040	0.01
11	11	12	-3.60	-0.01	3.60	0.01	0.005	0.00
12	12	13	-1.24	0.00	1.25	-0.00	0.005	0.00
13	12	15	-1.65	-0.01	1.65	0.01	0.002	0.00
14	13	14	-1.34	0.00	1.34	-0.00	0.004	0.00
15	15	16	-1.72	-0.01	1.72	0.01	0.002	0.00
16	16	17	-2.15	-0.01	2.16	0.01	0.010	0.00
17	17	18	-0.94	-0.01	0.94	-0.00	0.003	0.00
18	2	19	-6.20	0.42	6.28	-0.39	0.076	0.04
19	19	20	-6.45	0.39	6.53	-0.36	0.073	0.04
20	20	21	-6.67	0.36	6.74	-0.26	0.069	0.10
21	21	22	-6.89	0.26	7.00	-0.10	0.108	0.16
22	22	23	-3.32	0.11	3.34	-0.08	0.020	0.03
23	22	28	-3.68	-0.01	3.72	0.02	0.043	0.01
24	23	24	-3.55	0.08	3.58	-0.05	0.023	0.04
25	24	25	-3.68	0.05	3.70	-0.03	0.013	0.02
26	25	26	-3.83	0.03	3.84	-0.01	0.016	0.02
27	26	27	-1.73	0.01	1.73	0.00	0.004	0.01
28	28	29	-0.26	-0.02	0.26	0.01	0.000	0.00
29	29	30	-0.40	-0.01	0.40	0.01	0.000	0.00
30	30	31	-0.57	-0.01	0.57	0.00	0.001	0.00
31	31	32	-0.68	-0.00	0.68	0.00	0.002	0.00
Total:							0.769	0.96

Branch Flow Constraints (S in MVA)							
Brnch #	From Bus	To Bus	"From" End Sf mu	End Sf	Limit Smax	"To" End St	End St mu
6	6	7	0.001	6.82	7.00	6.88	0.001
7	7	8	0.004	6.98	7.00	7.00	1.486
20	20	21	0.000	6.68	7.00	6.75	0.000
21	21	22	0.001	6.90	7.00	7.00	9.522

Al nodo 26 si osserva come il prezzo spot sia precisamente il costo marginale del generatore PV lì ubicato. Il motivo è sempre legato alla congestione in atto perché MATPOWER, come risultato dell'OPF, ha tagliato del 15 percento questo generatore, che quindi diventa marginale per produrre un'unità ulteriore di energia in quel nodo. Anche al nodo 13 si nota una vicinanza notevole al costo marginale, visto che quel generatore è stato tagliato di qualche percento. Si vedrà come, già durante un'ora della sera, MATPOWER utilizzi i carichi dispacciabili per provare a risolvere le congestioni.

Sono presenti anche in questo momento temporale i vincoli sulla generazione. Interessante vedere come ci siano i coefficienti mu anche per i carichi dispacciabili. Sono di entità ben inferiore rispetto a quelli dei generatori distribuiti perché questo scenario presenta carichi rigidi. La potenza assorbita non va mai a scontrarsi con i vincoli, ma si assesta sul valore nominale. Il generatore PV al nodo 26, che è stato tagliato, non va a toccare il limite superiore di generazione come gli altri e, infatti, non è citato nello stampato Matlab 7, riferito alle violazioni di capability dei generatori/carichi dispacciabili.

Generation Constraints d=100000 (carico inelastico) (ore 12.00)						
Gen #	Bus #	Pmin mu	Active Power Limits			Pmax mu
			Pmin	Pg	Pmax	
2	1	0.572	0.00	0.00	50.00	-
4	4	0.001	-0.47	-0.39	-0.31	0.001
5	5	0.002	-0.22	-0.18	-0.14	0.002
7	7	0.004	-0.12	-0.10	-0.08	0.004
8	8	-	0.00	1.42	1.43	21.991
9	8	0.002	-0.28	-0.23	-0.18	0.002
10	9	-	0.00	1.42	1.43	31.383
11	9	0.005	-0.12	-0.10	-0.08	0.005
12	10	0.002	-0.30	-0.25	-0.20	0.002
14	11	0.005	-0.10	-0.09	-0.07	0.005
15	12	-	0.00	0.71	0.71	9.867
16	13	0.510	0.00	0.00	1.43	-
17	13	0.005	-0.11	-0.09	-0.07	0.005
18	14	-	0.00	1.42	1.43	9.216
19	14	0.005	-0.10	-0.08	-0.07	0.005
20	15	0.006	-0.08	-0.07	-0.06	0.006
21	16	0.001	-0.51	-0.43	-0.34	0.001
22	17	-	0.00	1.42	1.43	19.141
23	17	0.002	-0.24	-0.20	-0.16	0.002
24	18	-	0.00	1.42	1.43	18.868
26	19	0.003	-0.21	-0.17	-0.14	0.003
27	20	0.003	-0.18	-0.15	-0.12	0.003
28	21	0.003	-0.18	-0.15	-0.12	0.003
29	23	0.002	-0.25	-0.21	-0.17	0.002
30	24	0.004	-0.13	-0.11	-0.09	0.004
31	25	0.003	-0.16	-0.13	-0.10	0.003
33	26	0.001	-0.36	-0.30	-0.24	0.001
34	27	-	0.00	2.85	2.85	19.817
35	27	0.002	-0.29	-0.24	-0.19	0.002
37	27	160.184	-0.00	-	-0.00	0.000
38	27	0.002	-0.33	-0.27	-0.22	0.002
39	28	-	0.00	3.56	3.56	10.740
40	28	0.004	-0.12	-0.10	-0.08	0.004
41	29	0.003	-0.17	-0.14	-0.11	0.003
42	30	0.003	-0.21	-0.17	-0.14	0.003
43	30	159.420	-0.00	-	-0.00	0.000
44	31	9.575	0.00	0.00	0.71	-
45	31	0.004	-0.12	-0.10	-0.08	0.004
46	31	159.575	-0.00	-	-0.00	0.000
47	32	-	0.00	1.42	1.43	20.236
48	32	0.004	-0.15	-0.12	-0.10	0.004
50	32	159.764	-0.00	-	-0.00	0.000

6.2.3 Periodo serale – 19.00

Altra situazione molto critica per la gestione di rete è il momento delle ore 19, momento in cui le utenze domestiche raggiungono un valore elevato, dato che la maggior parte delle persone ritorna a casa dopo la giornata lavorativa. In questo scenario, il criterio di sicurezza nel dispacciamento ha previsto di utilizzare una portata ammessa pari all'82% della potenza massima trasportabile dalle linee. Nonostante ciò, si verificano delle criticità di gestione, come discusso nel seguito.

Stampato Matpower 8

=====									
Bus Data		d=100000 (carico inelastico) (ore 19.00)							
=====									
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)		
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q	

1	1.000	0.000*	11.85	1.15	0.00*	0.00*	73.160	-	
2	0.994	-2.204	-	-	-	-	73.901	2.651	
3	0.991	-2.295	-0.50	0.00	-	-	74.374	2.648	
4	0.989	-2.362	-0.39	0.00	-	-	74.715	2.645	
5	0.988	-2.380	-0.22	0.00	-	-	74.810	2.644	
6	0.987	-2.420	-0.35	0.00	-	-	75.014	2.641	
7	0.985	-2.465	-0.13	0.00	-	-	75.333	2.635	
8	0.984	-2.479	-0.08	0.00	-	-	75.429	2.633	
9	0.983	-2.523	-0.06	0.00	-	-	75.654	2.629	
10	0.981	-2.573	-0.25	0.00	-	-	75.913	2.625	
11	0.979	-2.614	-0.07	0.00	-	-	76.207	2.619	
12	0.979	-2.626	0.02	0.00	-	-	76.268	2.618	
13	0.978	-2.643	-0.08	0.00	-	-	76.346	2.618	
14	0.978	-2.649	-0.07	0.00	-	-	76.371	2.618	
15	0.978	-2.644	-0.08	0.00	-	-	76.393	2.616	
16	0.978	-2.654	-0.43	0.00	-	-	76.468	2.614	
17	0.977	-2.670	-0.06	0.00	-	-	76.576	2.610	
18	0.976	-2.685	-0.20	0.00	-	-	76.685	2.608	
19	0.976	-2.635	-0.21	0.00	-	-	78.185	3.642	
20	0.960	-3.033	-0.15	0.00	-	-	82.204	4.528	
21	0.945	-4.226	-0.14	0.00	-	-	413.582	30.024	
22	0.923	-6.051	-	-	-	-	435.327	32.730	
23	0.916	-6.698	-0.28	0.00	-	-	442.952	33.176	
24	0.909	-7.313	-0.14	0.00	-	-	450.226	33.474	
25	0.906	-7.629	-0.16	0.00	-	-	453.978	33.573	
26	0.902	-7.957	-0.33	0.00	-	-	457.868	33.637	
27	0.899	-8.310	-2.24	0.00	-	-	462.052	33.663	
28	0.906	-6.280	-0.03	0.00	-	-	453.226	33.132	
29	0.891	-6.495	-0.17	0.00	-	-	470.111	33.394	
30	0.874	-6.728	-1.15	0.00	-	-	488.493	33.556	
31	0.862	-6.914	-1.05	0.00	-	-	503.347	33.621	
32	0.854	-7.039	-1.82	0.00	-	-	513.435	33.634	

Balza subito all'occhio come il prezzo dell'energia elettrica subisca un incremento sostanziale a valle del nodo 20. In questo preciso istante del giorno, la generazione distribuita sta calando drasticamente, mentre la domanda rigida delle utenze rimane fissata. Nonostante l'aumento della potenza trasportabile dalle linee, si verificano comunque congestioni dovute alla notevole domanda di energia dei carichi, per le quali si deve prevedere un'azione di rimedio. Dal momento che le unità di generazione non possono effettuare il servizio a salire (incremento di generazione), si raggiunge la situazione in cui l'OPF porta al taglio della quantità ammessa da parte dei carichi, con il risultato di un notevole incremento del prezzo. Dalla figura dell'andamento dei prezzi e da quella delle tensioni nodali, si nota uno squilibrio tra i due feeder. Il feeder 2, molto più caricato, si congestiona proprio in corrispondenza della linea 20 21.

Questa situazione è molto simile a quanto succede in caso di scarsità della generazione e domanda rigida, citata nel capitolo 2 in relazione al VOLL.

Figura 6.7

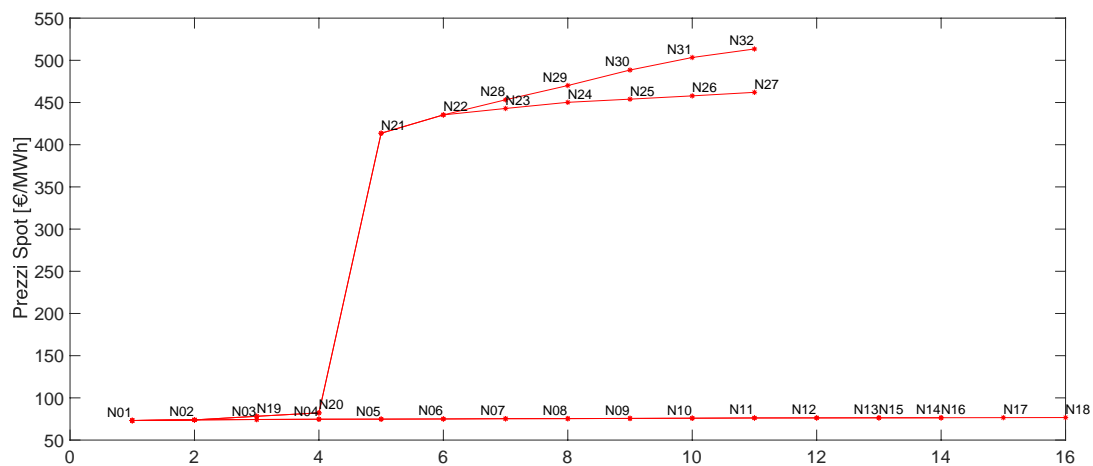
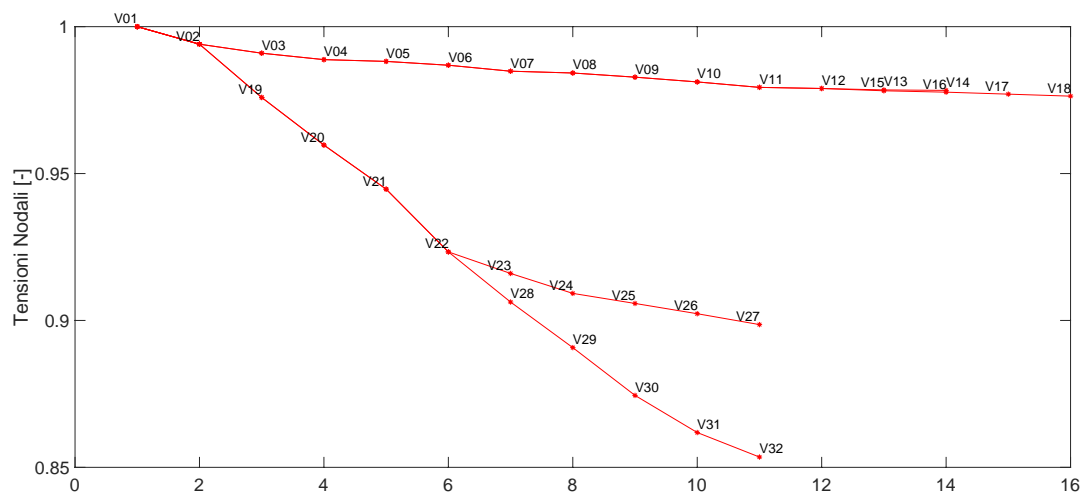


Figura 6.8



Branch Data d=100000 (carico inelastico) (ore 19.00)									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	11.85	1.15	-11.81	-0.69	0.035	0.46	
2	2	3	2.98	-0.03	-2.97	0.03	0.009	0.00	
3	3	4	2.47	-0.03	-2.47	0.03	0.006	0.00	
4	4	5	2.08	-0.03	-2.08	0.03	0.001	0.00	
5	5	6	1.85	-0.03	-1.85	0.03	0.002	0.00	
6	6	7	1.50	-0.03	-1.50	0.03	0.003	0.00	
7	7	8	1.37	-0.03	-1.37	0.03	0.001	0.00	
8	8	9	1.29	-0.03	-1.29	0.03	0.002	0.00	
9	9	10	1.23	-0.03	-1.23	0.02	0.002	0.00	
10	10	11	0.98	-0.02	-0.98	0.02	0.002	0.00	
11	11	12	0.91	-0.02	-0.91	0.02	0.000	0.00	
12	12	13	0.14	-0.00	-0.14	0.00	0.000	0.00	
13	12	15	0.78	-0.02	-0.78	0.01	0.001	0.00	
14	13	14	0.07	-0.00	-0.07	-0.00	0.000	0.00	
15	15	16	0.70	-0.01	-0.70	0.01	0.000	0.00	
16	16	17	0.27	-0.01	-0.27	0.01	0.000	0.00	
17	17	18	0.20	-0.01	-0.20	-0.00	0.000	0.00	
18	2	19	8.83	0.73	-8.68	-0.66	0.156	0.08	
19	19	20	8.46	0.66	-8.33	-0.59	0.136	0.07	
20	20	21	8.18	0.59	-8.06	-0.42	0.117	0.18	
21	21	22	7.92	0.42	-7.75	-0.16	0.170	0.26	
22	22	23	3.23	0.11	-3.20	-0.08	0.025	0.04	
23	22	28	4.52	0.05	-4.44	-0.03	0.083	0.02	
24	23	24	2.92	0.08	-2.90	-0.04	0.021	0.03	
25	24	25	2.76	0.04	-2.75	-0.03	0.010	0.02	
26	25	26	2.59	0.03	-2.58	-0.01	0.010	0.01	
27	26	27	2.25	0.01	-2.24	0.00	0.009	0.01	
28	28	29	4.40	0.03	-4.33	-0.02	0.075	0.02	
29	29	30	4.16	0.02	-4.08	-0.01	0.076	0.02	
30	30	31	2.93	0.01	-2.89	-0.00	0.042	0.01	
31	31	32	1.84	0.00	-1.82	0.00	0.018	0.00	
Total:							1.014	1.23	

Generation Constraints							d=100000 (carico inelastico) (ore 19.00)	
Gen #	Bus #	Pmin mu	Active Power Limits			Pmax mu		
			Pmin	Pg	Pmax			
8	8	-	0.00	0.04	0.04	45.429		
10	9	-	0.00	0.04	0.04	55.655		
13	11	-	0.00	0.04	0.04	26.208		
15	12	-	0.00	0.02	0.02	36.268		
16	13	-	0.00	0.04	0.04	26.346		
18	14	-	0.00	0.04	0.04	36.371		
22	17	-	0.00	0.04	0.04	46.576		
24	18	-	0.00	0.04	0.04	46.686		
32	26	-	0.00	0.07	0.07	417.868		
34	27	-	0.00	0.07	0.07	442.053		
39	28	-	0.00	0.09	0.09	423.226		
44	31	-	0.00	0.02	0.02	453.347		
47	32	-	0.00	0.04	0.04	493.435		

Branch Flow Constraints							(S in MVA)	
Brnch #	From Bus	To Bus	"From" End Sf mu	End Sf	Limit Smax	"To" End St	End St mu	
20	20	21	318.139	8.20	8.20	8.07	-	

6.3 Scenario 2: prelievi elastici

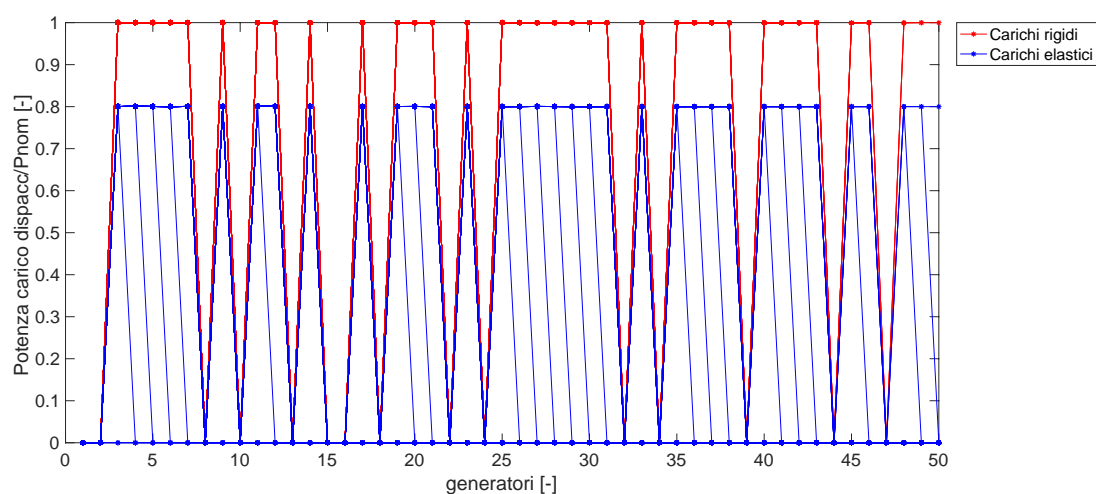
In questa sezione, sono presentati gli scenari relativi alla gestione di rete in presenza di carichi elastici, così come sono stati definiti in precedenza. Si considerano gli stessi istanti temporali dello scenario inelastico in modo da poter fare un confronto tra le due condizioni.

6.3.1 Periodo notturno – 0.00

Durante la notte, si è visto che il prelievo è molto ridotto e che la generazione distribuita è assente. In questo intervallo temporale, il prezzo dell'energia, con assorbimento di potenza rigida, variava da circa 49 a 55 €/MWh. Il vantaggio di avere domanda flessibile è che il beneficio dei carichi rimane praticamente costante al variare della potenza assorbita (vedi capitolo 5). Questo significa che una qualsiasi variazione del prezzo di mercato rispetto al beneficio marginale del consumatore (pressochè costante) causa una variazione significativa della domanda. Si ricorda che, per ipotesi, la potenza assorbita dai carichi può variare nel range $\pm 20\%$ dalla potenza istantanea. A differenza dallo scenario precedente, la domanda elastica permette di valutare la modifica dell'assorbimento da parte dei carichi tra le variabili di ottimizzazione, in funzione del beneficio. In particolare, si creerà una situazione di equilibrio che permette di minimizzare il social cost considerando allo stesso tempo la possibilità di ridurre o aumentare il carico, valutando, al contempo, la variazione del costo di produzione associato alla domanda variata.

Rispetto allo stesso periodo nello scenario 1, in questo caso, come si nota dalla figura 7, la potenza assorbita si è ridotta per tutti i carichi dispacciabili, raggiungendo il vincolo di domanda minima (-20% del previsto). Nella figura, le potenze in per-unit rispetto alla potenza prevista per questo istante temporale sono riportate per tutti gli utenti dispacciati (carichi e generatori), in cui si notano valori nulli per i generatori effettivi (PV spenti) e una riduzione del 20% rispetto allo scenario 1 per i carichi dispacciabili.

Figura 6.9



Andando a confrontare gli andamenti dei prezzi e delle tensioni nodali rispetto allo scenario 1 si ottengono le figure 8 e 9.

In figura 8, gli andamenti dei prezzi spot per i due feeder e relative diramazioni sono riportati, mettendo in luce una riduzione dei prezzi nodali rispetto al caso precedente, ad indicare una minor domanda complessiva, risultante in minori perdite in linea e ridotte deviazioni della tensione di nodo. Dalla figura 9, si nota come le tensioni siano più vicine al valore unitario (tensione del nodo di saldo), quindi contenendo le cadute di tensione ottenute nel caso precedente (il nodo N32 ora ha una tensione nell'intorno di 0,96 p.u.). È minore anche il moltiplicatore di Lagrange della tensione del saldo, 11,179 contro 18,204 nel caso precedente.

Figura 6.10

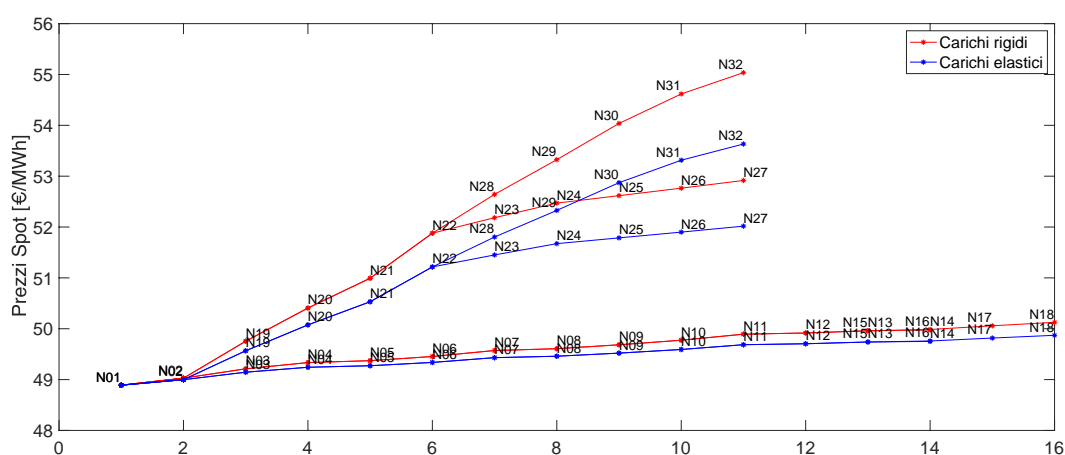
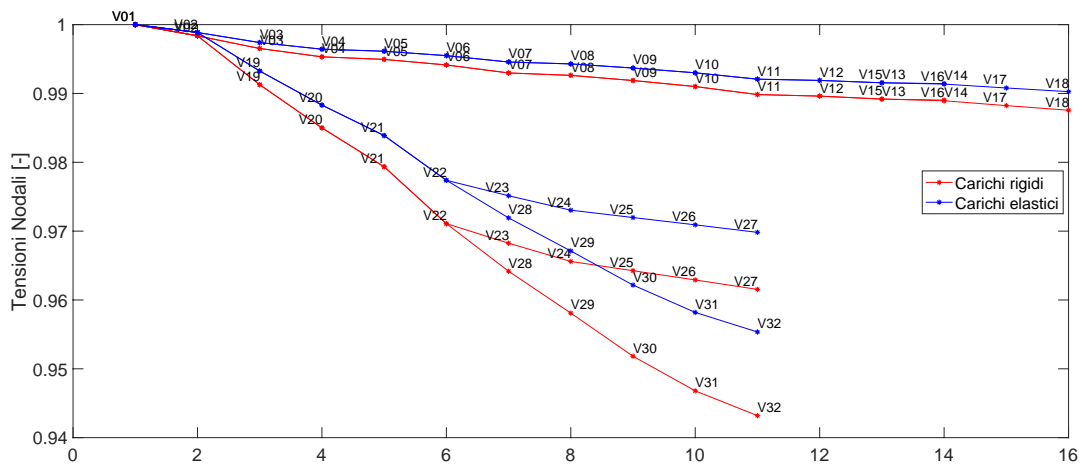


Figura 6.11



Come effetto dei più contenuti moltiplicatori di Lagrange ottenuti come risultato dell'OPF, il differenziale di prezzo è più contenuto rispetto al nodo di saldo, dove si trova il generatore marginale. Infatti, la differenza tra il prezzo più alto e quello più basso per lo scenario inelastico era di circa 6,15 €/MWh, invece per questo caso è di 4,75 €/MWh. Le tensioni prima avevano una variazione massima del 5,7 per cento, mentre in questo caso del 4,5. Nelle ore notturne queste differenze sono ancora modeste, si vedrà come varieranno nelle ore diurne.

Si riportano anche qui gli stampati MATPOWER 11 e 12 con i valori tabulati dei prezzi nodali, delle tensioni nodali (ampiezza e fase) e i valori della generazione in ogni singolo nodo. Con i carichi dispacciabili elastici si constata che i valori degli angoli di sfasamento tra tensione e corrente sono migliorati e la rete ha bisogno di meno energia reattiva dal saldo solo 50 kVar al posto di 130 kVar, grazie alla ridotta domanda che comporta un minor sfruttamento (e conseguenti perdite) della rete.

Bus Data d=1 (carico elastico) (ore 0.00)								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1.000	0.000*	4.28	0.05	0.00*	0.00*	48.890	-
2	0.999	-0.797	-	-	-	-	48.998	0.036
3	0.997	-0.843	-0.34	0.00	-	-	49.145	0.032
4	0.996	-0.874	-0.07	0.00	-	-	49.242	0.028
5	0.996	-0.883	-0.11	0.00	-	-	49.272	0.027
6	0.995	-0.904	-0.24	0.00	-	-	49.337	0.025
7	0.995	-0.926	-0.06	0.00	-	-	49.431	0.020
8	0.994	-0.933	-0.08	0.00	-	-	49.459	0.019
9	0.994	-0.952	-0.02	0.00	-	-	49.520	0.015
10	0.993	-0.975	-0.04	0.00	-	-	49.592	0.012
11	0.992	-0.997	-0.05	0.00	-	-	49.686	0.008
12	0.992	-1.003	0.00	0.00	-	-	49.704	0.007
13	0.992	-1.015	-0.05	0.00	-	-	49.739	0.007
14	0.991	-1.019	-0.05	0.00	-	-	49.751	0.007
15	0.992	-1.011	-0.04	0.00	-	-	49.739	0.006
16	0.991	-1.016	-0.07	0.00	-	-	49.759	0.005
17	0.991	-1.029	-0.07	0.00	-	-	49.817	0.002
18	0.990	-1.041	-0.16	0.00	-	-	49.871	0.001
19	0.993	-0.954	-0.10	0.00	-	-	49.567	0.053
20	0.988	-1.094	-0.03	0.00	-	-	50.075	0.067
21	0.984	-1.472	-0.03	0.00	-	-	50.531	0.088
22	0.977	-2.039	-	-	-	-	51.215	0.108
23	0.975	-2.235	-0.10	0.00	-	-	51.451	0.112
24	0.973	-2.419	-0.05	0.00	-	-	51.673	0.115
25	0.972	-2.513	-0.08	0.00	-	-	51.787	0.115
26	0.971	-2.607	-0.14	0.00	-	-	51.900	0.116
27	0.970	-2.704	-0.72	0.00	-	-	52.017	0.116
28	0.972	-2.114	-0.06	0.00	-	-	51.804	0.106
29	0.967	-2.179	-0.08	0.00	-	-	52.327	0.104
30	0.962	-2.247	-0.36	0.00	-	-	52.872	0.102
31	0.958	-2.302	-0.31	0.00	-	-	53.314	0.100
32	0.955	-2.340	-0.69	0.00	-	-	53.633	0.100

Tali considerazioni risultano evidenti analizzando i risultati in termini di flussi di potenza ottimi ottenuti (stampato MATPOWER 12). Analizzando la linea 21-22, caso peggiore della rete, adesso si hanno 17 kW di perdite attive, contro i 28 kW riscontrati in precedenza.

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
1	1	2	4.28	0.05	-4.28	0.01	0.005	0.06	
2	2	3	1.45	-0.05	-1.44	0.04	0.002	0.00	
3	3	4	1.11	-0.04	-1.11	0.04	0.001	0.00	
4	4	5	1.04	-0.04	-1.04	0.04	0.000	0.00	
5	5	6	0.93	-0.04	-0.93	0.04	0.001	0.00	
6	6	7	0.70	-0.04	-0.70	0.03	0.001	0.00	
7	7	8	0.63	-0.03	-0.63	0.03	0.000	0.00	
8	8	9	0.56	-0.03	-0.56	0.03	0.000	0.00	
9	9	10	0.54	-0.03	-0.54	0.02	0.000	0.00	
10	10	11	0.50	-0.02	-0.50	0.02	0.000	0.00	
11	11	12	0.45	-0.02	-0.45	0.02	0.000	0.00	
12	12	13	0.10	-0.00	-0.10	0.00	0.000	0.00	
13	12	15	0.34	-0.02	-0.34	0.01	0.000	0.00	
14	13	14	0.05	-0.00	-0.05	-0.00	0.000	0.00	
15	15	16	0.30	-0.01	-0.30	0.01	0.000	0.00	
16	16	17	0.23	-0.01	-0.23	0.01	0.000	0.00	
17	17	18	0.16	-0.01	-0.16	-0.00	0.000	0.00	
18	2	19	2.83	0.04	-2.81	-0.04	0.016	0.01	
19	19	20	2.71	0.04	-2.70	-0.04	0.013	0.01	
20	20	21	2.67	0.04	-2.66	-0.02	0.012	0.02	
21	21	22	2.64	0.02	-2.62	0.00	0.017	0.03	
22	22	23	1.08	0.01	-1.08	-0.01	0.002	0.00	
23	22	28	1.54	-0.01	-1.53	0.01	0.009	0.00	
24	23	24	0.98	0.01	-0.98	-0.00	0.002	0.00	
25	24	25	0.93	0.00	-0.93	-0.00	0.001	0.00	
26	25	26	0.85	0.00	-0.85	-0.00	0.001	0.00	
27	26	27	0.72	0.00	-0.72	-0.00	0.001	0.00	
28	28	29	1.47	-0.01	-1.46	0.01	0.007	0.00	
29	29	30	1.38	-0.01	-1.37	0.01	0.007	0.00	
30	30	31	1.02	-0.01	-1.01	0.00	0.004	0.00	
31	31	32	0.70	-0.00	-0.69	-0.00	0.002	0.00	
							-----	-----	
Total:							0.106	0.14	

Generation Constraints						
Gen #	Bus #	Pmin mu	Pmin	Pg	Pmax	Pmax mu
3	3	-	-0.50	-0.34	-0.34	0.171
4	4	-	-0.10	-0.07	-0.07	0.336
5	5	-	-0.16	-0.11	-0.11	0.356
6	6	-	-0.35	-0.24	-0.24	0.389
7	7	-	-0.09	-0.06	-0.06	0.526
8	8	0.000	0.00	-	0.00	19.459
9	8	-	-0.11	-0.08	-0.08	0.551
10	9	0.000	0.00	-	0.00	29.520
11	9	0.002	-0.03	-0.02	-0.02	0.628
12	10	-	-0.07	-0.04	-0.04	0.692
13	11	0.314	0.00	-	0.00	0.000
14	11	-	-0.08	-0.05	-0.05	0.784
15	12	0.000	0.00	-	0.00	9.704
16	13	0.261	0.00	-	0.00	0.000
17	13	-	-0.08	-0.05	-0.05	0.837
18	14	0.000	0.00	-	0.00	9.751
19	14	-	-0.07	-0.05	-0.05	0.849
20	15	-	-0.06	-0.04	-0.04	0.839
21	16	-	-0.11	-0.07	-0.07	0.851
22	17	0.000	0.00	-	0.00	19.817
23	17	-	-0.10	-0.07	-0.07	0.910
24	18	0.000	0.00	-	0.00	19.871
25	18	-	-0.24	-0.16	-0.16	0.941
26	19	-	-0.15	-0.10	-0.10	0.651
27	20	0.001	-0.04	-0.03	-0.03	1.180
28	21	0.001	-0.04	-0.03	-0.03	1.635
29	23	-	-0.14	-0.10	-0.10	2.538
30	24	-	-0.07	-0.05	-0.05	2.772
31	25	-	-0.12	-0.08	-0.08	2.878
32	26	0.000	0.00	-	0.00	11.900
33	26	-	-0.20	-0.14	-0.14	2.976
34	27	0.000	0.00	-	0.00	32.017
35	27	-	-0.21	-0.14	-0.14	3.092
36	27	-	-0.41	-0.27	-0.27	3.059
37	27	-	-0.38	-0.25	-0.25	3.064
38	27	-	-0.07	-0.05	-0.05	3.116
39	28	0.000	0.00	-	0.00	21.804
40	28	-	-0.09	-0.06	-0.06	2.899

41	29	-	-0.12	-0.08	-0.08	3.417
42	30	-	-0.15	-0.10	-0.10	3.957
43	30	-	-0.38	-0.25	-0.25	3.919
44	31	0.000	0.00	-	0.00	3.314
45	31	-	-0.09	-0.06	-0.06	4.409
46	31	-	-0.38	-0.25	-0.25	4.361
47	32	0.000	0.00	-	0.00	33.633
48	32	-	-0.11	-0.07	-0.07	4.725
49	32	-	-0.55	-0.37	-0.37	4.651
50	32	-	-0.38	-0.25	-0.25	4.679

Nello stampato MATPOWER 13, si mostra che, in questo scenario, i vincoli sulla potenza assorbita dai carichi dispacciabili sono aumentati in numero e in valore assoluto rispetto al caso inelastico nello stampato MATPOWER 3. I generatori distribuiti, invece, hanno i moltiplicatori appena inferiori al caso precedente, grazie ai più contenuti prezzi nodali.

Il social cost, funzione obiettivo nella minimizzazione vincolata, necessita di alcune considerazioni importanti. Richiamando la formulazione fatta nel capitolo 4, abbiamo:

$$SC = G_t[\mathbf{g}(t)] + N[\mathbf{z}(t)] + \mu_e(t) * [d(t) + L[\mathbf{z}(t) - \mathbf{g}(t)]] - B[\mathbf{d}(t)]$$

Come detto, il processo di ottimizzazione richiede di minimizzare questo valore, ponendo le derivate parziali rispetto alle quantità prodotte e domandate pari a zero. Tralasciando i termini legati a manutenzione e gestione del sistema (oneri), si nota che due componenti fondamentali riguardano il costo totale di generazione e il beneficio dei consumatori.

Nello scenario 1, il valore del beneficio dei consumatori è molto elevato, similmente a quanto detto in relazione al VOLL, ossia questo valore corrisponde, per un carico perfettamente inelastico, al valore del VOLL. La rendita del consumatore, infatti, è la differenza tra il prezzo che il consumatore è disposto a pagare per l'acquisto di una unità della merce e il prezzo di mercato pagato realmente da esso. Maggiore è la rendita del consumatore, minore è il social cost (a parità di costo di produzione) perché maggiore è il beneficio totale B .

Quindi, con un termine B che gioca in positivo nell'ottimizzazione che si vuole ottenere, ci sono gli altri fattori legati alla generazione e alla gestione di rete che partecipano in senso opposto.

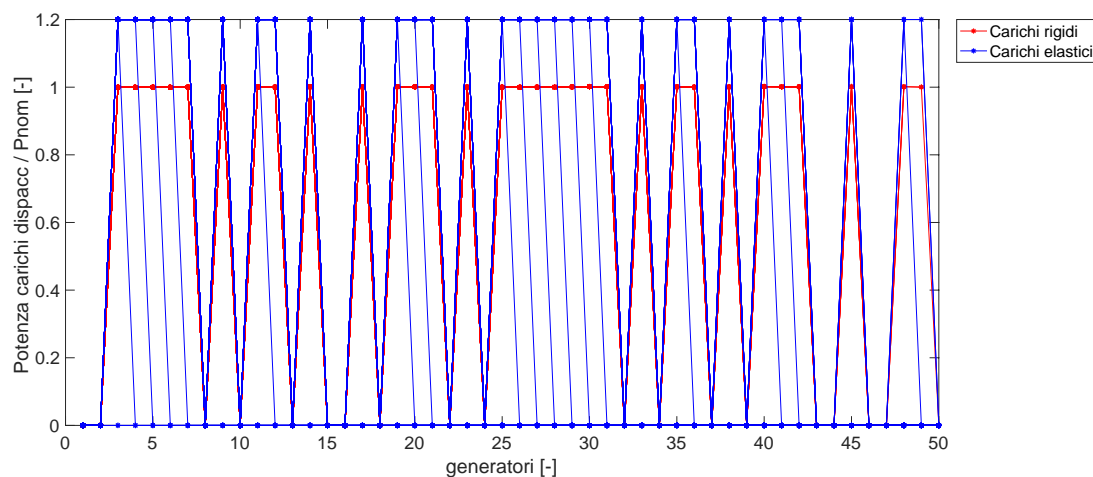
A mezzanotte, caso in cui i flussi in linea sono ridotti, il risultato dell'OPF riporta un social cost molto minore nello scenario 1, dal momento che, essendo l'elasticità del carico incrementata, il beneficio marginale risulta ridotto, anche in considerazione del fatto che la domanda si è ridotta per effetto della nuova caratteristica di domanda. È necessario, quindi, vedere questo parametro, il social cost, contestualizzato nello scenario e nell'ora di analisi. L'ottimizzazione, infatti, ricerca la condizione di minimo costo contestualizzata nell'istante considerato, con le caratteristiche di domanda e offerta

date. I benefici dell'approccio non devono essere ricercati solo in una riduzione del social cost, ma anche nella miglior gestione della distribuzione di energia all'interno della rete.

6.3.2 Periodo diurno – 12.00

A mezzogiorno, nello scenario 1, si erano trovate delle congestioni verso monte, dovute alla forte inversione di flusso. I carichi dispacciabili elastici, potendo incrementare il loro assorbimento, reagiscono alla riduzione del prezzo nodale risultante nella zona a valle della congestione, ossia dove si ha eccesso di offerta. Come risultato dell'OPF, si può notare come la domanda risulti ridotta del 20% rispetto al valore previsto, per effetto del dispacciamento ottimo, come si può notare dalla figura 10.

Figura 6.12



Si osserva, dalla figura 11, che il differenziale tra i prezzi dei nodi 21 e 22 è stato ora ammortizzato, grazie all'intervento della domanda flessibile. Lo spread dei prezzi è passato da 16,8 €/MWh a 7,6 €/MWh. Per il resto, l'andamento dei prezzi segue quello dello scenario 1. Le tensioni nodali non cambiano di molto tra i due casi e sarà interessante vedere come si sono modificate le perdite di linea e le congestioni presenti nello scenario precedente.

Figura 6.13

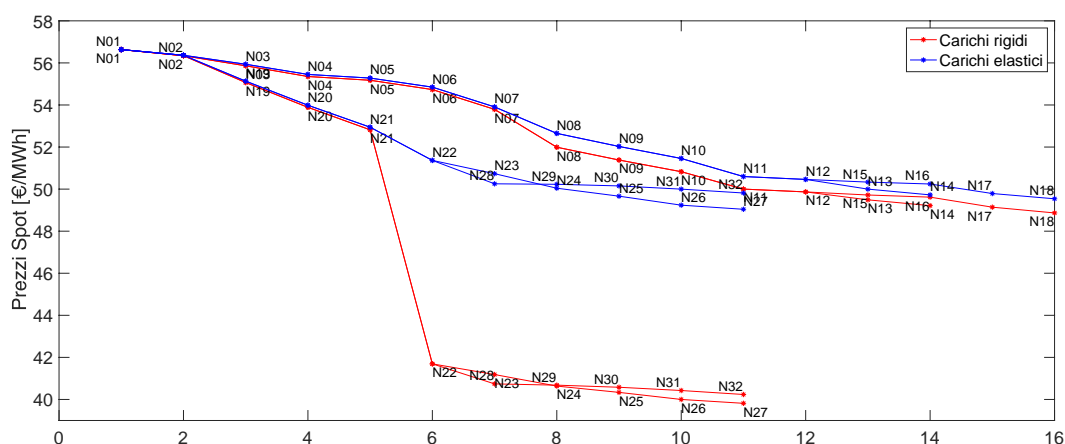
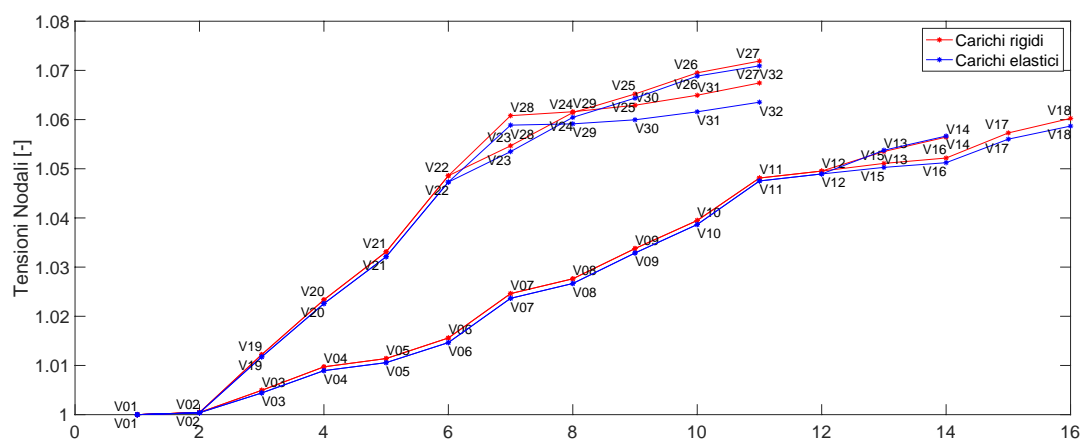


Figura 6.14



Lo stampato MATPOWER 14 che mostra le linee congestionate mette in evidenza come la congestione tra i nodi 21 e 22 sia ora risolta dall'azione regolante dei carichi dispacciabili elastici. Permane, invece una contingenza tra i nodi 7 e 8, dovuta alla ridotta disponibilità nella zona a valle, anche se questo non comporta notevoli differenziali di prezzo.

Stampato Matpower 14

Branch Flow Constraints (S in MVA)							
Brnch #	From Bus	To Bus	"From" End Sf mu	Limit Sf	"To" End St mu		
7	7	8	0.001	6.98	7.00	7.00	0.946

Si inserisce anche lo stampato MATPOWER 15 che riporta i risultati ai nodi e lo stampato MATPOWER 16 che mostra i risultati relativi alle linee:

Stampato Matpower 15

Bus Data d=1 (carico elastico) (ore 12.00)									
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA- hr)		
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVA)	P (MW)	Q (MVA)	P	Q	
1	1.000	0.000*	0.00	0.81	9.93*	0.00*	56.634	-	
2	1.000	1.859	-	-	-	-	56.363	0.259	
3	1.004	1.981	-1.22	0.00	-	-	55.936	0.281	
4	1.009	2.115	-0.47	0.00	-	-	55.452	0.299	
5	1.011	2.163	-0.22	0.00	-	-	55.279	0.304	
6	1.015	2.282	-0.86	0.00	-	-	54.848	0.316	
7	1.024	2.467	-0.12	0.00	-	-	53.908	0.330	
8	1.027	2.529	1.15	0.00	-	-	52.649	0.337	
9	1.033	2.704	1.31	0.00	-	-	52.028	0.344	
10	1.039	2.866	-0.30	0.00	-	-	51.457	0.350	
11	1.048	3.041	1.32	0.00	-	-	50.598	0.353	
12	1.049	3.080	0.71	0.00	-	-	50.461	0.353	
13	1.054	3.240	0.19	0.00	-	-	50.000	0.356	
14	1.057	3.335	1.33	0.00	-	-	49.726	0.356	
15	1.050	3.106	-0.08	0.00	-	-	50.334	0.353	
16	1.051	3.124	-0.51	0.00	-	-	50.243	0.352	
17	1.056	3.216	1.18	0.00	-	-	49.790	0.351	
18	1.059	3.267	0.84	0.00	-	-	49.540	0.349	
19	1.012	2.242	-0.21	0.00	-	-	55.133	0.384	
20	1.023	2.596	-0.18	0.00	-	-	53.988	0.484	
21	1.032	3.485	-0.18	0.00	-	-	52.943	0.595	
22	1.047	4.822	-	-	-	-	51.365	0.697	
23	1.053	5.367	-0.25	0.00	-	-	50.733	0.735	
24	1.060	5.959	-0.13	0.00	-	-	50.043	0.762	
25	1.064	6.285	-0.16	0.00	-	-	49.664	0.770	
26	1.069	6.651	2.49	0.00	-	-	49.237	0.773	
27	1.071	6.819	1.51	0.00	-	-	49.041	0.774	
28	1.059	4.960	3.44	0.00	-	-	50.252	0.693	
29	1.059	4.961	-0.17	0.00	-	-	50.229	0.689	
30	1.060	4.968	-0.21	0.00	-	-	50.152	0.685	
31	1.062	4.987	-0.07	0.00	-	-	49.999	0.683	
32	1.064	5.010	0.53	0.00	-	-	49.815	0.682	

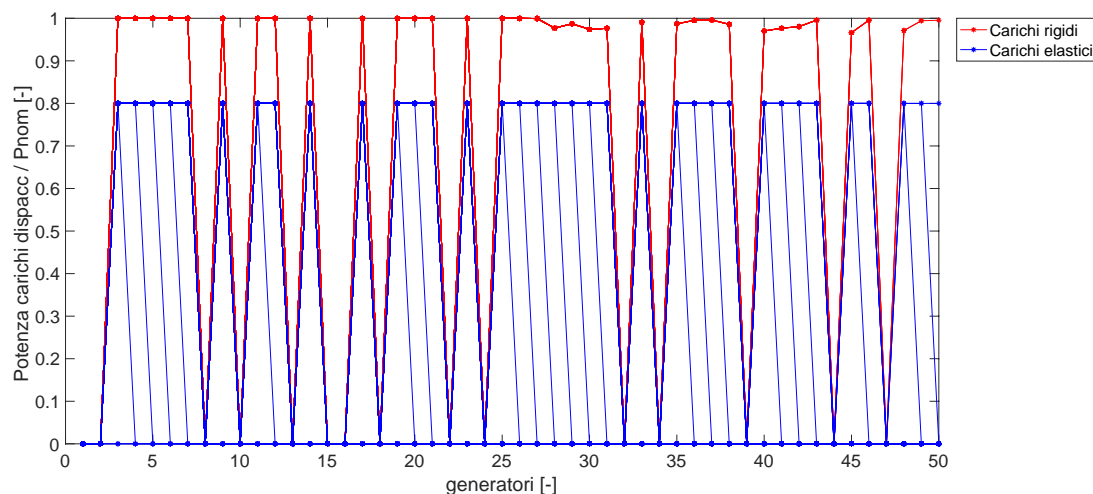
Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
(MVar)			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	1	2	-9.93	0.81	9.95	-0.49	0.025	0.32
2	2	3	-3.96	0.07	3.97	-0.07	0.016	0.01
3	3	4	-5.20	0.07	5.22	-0.06	0.024	0.01
4	4	5	-5.69	0.06	5.70	-0.06	0.009	0.00
5	5	6	-5.91	0.06	5.94	-0.05	0.024	0.01
6	6	7	-6.79	0.05	6.86	-0.03	0.060	0.02
7	7	8	-6.98	0.03	7.00	-0.02	0.021	0.01
8	8	9	-5.85	0.02	5.89	-0.01	0.035	0.02
9	9	10	-4.58	0.01	4.60	-0.00	0.026	0.01
10	10	11	-4.90	0.00	4.94	0.01	0.042	0.02
11	11	12	-3.62	-0.01	3.63	0.01	0.005	0.00
12	12	13	-1.50	0.01	1.51	-0.00	0.007	0.00
13	12	15	-1.41	-0.01	1.41	0.01	0.002	0.00
14	13	14	-1.32	0.00	1.33	0.00	0.004	0.00
15	15	16	-1.50	-0.01	1.50	0.01	0.001	0.00
16	16	17	-2.01	-0.01	2.02	0.01	0.009	0.00
17	17	18	-0.84	-0.01	0.84	0.00	0.002	0.00
18	2	19	-5.99	0.41	6.06	-0.39	0.071	0.04
19	19	20	-6.27	0.39	6.34	-0.36	0.069	0.04
20	20	21	-6.52	0.36	6.58	-0.26	0.066	0.10
21	21	22	-6.76	0.26	6.87	-0.10	0.104	0.16
22	22	23	-3.38	0.12	3.40	-0.09	0.021	0.03
23	22	28	-3.48	-0.01	3.52	0.02	0.038	0.01
24	23	24	-3.66	0.09	3.68	-0.05	0.025	0.04
25	24	25	-3.81	0.05	3.83	-0.03	0.014	0.02
26	25	26	-3.98	0.03	4.00	-0.00	0.017	0.03
27	26	27	-1.51	0.00	1.51	0.00	0.003	0.00
28	28	29	-0.08	-0.02	0.08	0.01	0.000	0.00
29	29	30	-0.25	-0.01	0.25	0.01	0.000	0.00
30	30	31	-0.46	-0.01	0.46	0.00	0.001	0.00
31	31	32	-0.53	-0.00	0.53	0.00	0.001	0.00
Total:							0.741	0.90

Le perdite delle linee sono molto simili, 741 kW in totale per lo scenario elastico contro i 769 kW per quello rigido. Si può spiegare ciò sempre dalla formula (), infatti, se le tensioni nodali rimangono quasi identiche, i flussi scambiati tra la rete sono un po' diminuiti grazie alla flessibilità delle utenze. Non si riportano gli stampati MATPOWER con i vincoli sulle generazioni perché le analisi fatte per la mezzanotte sono analoghe per quest'ora della giornata. Tutte le considerazioni sulla potenza reattiva sono analoghe anche in questo caso. In definitiva, la presenza dei carichi dispacciabili consente di ridurre la quantità di generazione che deve essere tagliata per sottostare al vincolo di transito di potenza sulle linee.

6.3.3 Periodo serale – 19.00

Si affronta, ora, il caso serale nello scenario 2. Si era già vista, nello scenario 1, la problematica delle congestioni dovute ad un elevato carico e come i prezzi nodali rilevassero un notevole incremento nella zona a valle del nodo 20. Infatti, nonostante il rilassamento del criterio di sicurezza, con l'incremento della portata disponibile delle linee all'82% della massima, l'OPF ricorreva ad un taglio dei carichi dispacciabili (molto costosi). Già nella figura 13, si può notare come la potenza in p.u. dei carichi dispacciabili rigidi non fosse unitaria come invece accadeva nei due periodi precedenti. Similmente al caso del periodo notturno, l'incremento generale dei prezzi nodali comporta una riduzione generale della domanda, che risulta ridotta del 20% rispetto al previsto.

Figura 6.15



In figura 14 notiamo che l'incremento significativo notato nello scenario 1, ora è stato di molto ridimensionato, grazie alla risposta da parte della domanda ai segnali di prezzo che disincentivano i consumatori ad assorbire potenza. Come i prezzi contenuti, anche le tensioni ai nodi della rete sono migliorate anche se si arriva ad una caduta maggiore del dieci percento sul nodo 32, il più lontano dal saldo. Nello scenario precedente, però, la caduta era del quindici percento circa, per cui si assiste ad

un miglioramento di gestione anche da questo punto di vista. Inoltre, non si deve dimenticare che, in questa trattazione, la potenza reattiva per gestione della tensione non viene contrattata, ma potrebbe essere aggiunta come ulteriore servizio di rete.

Figura 6.16

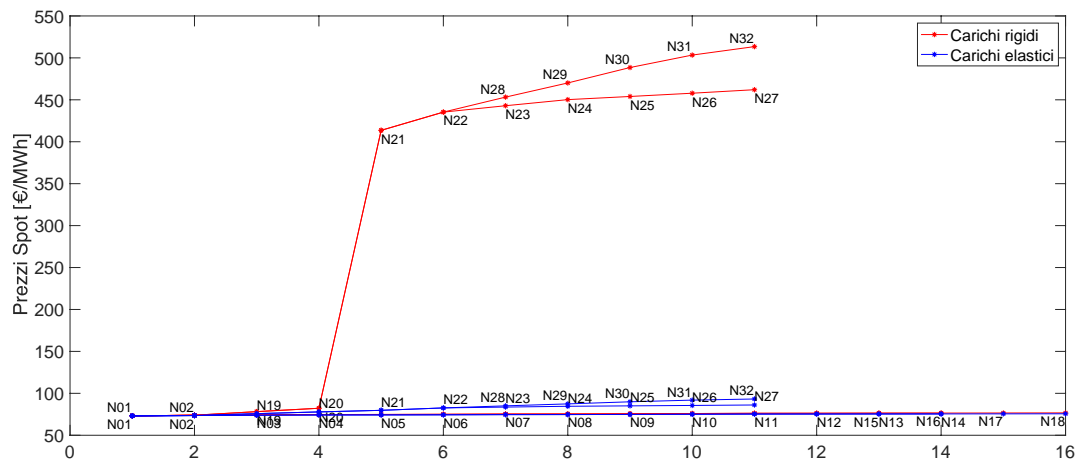
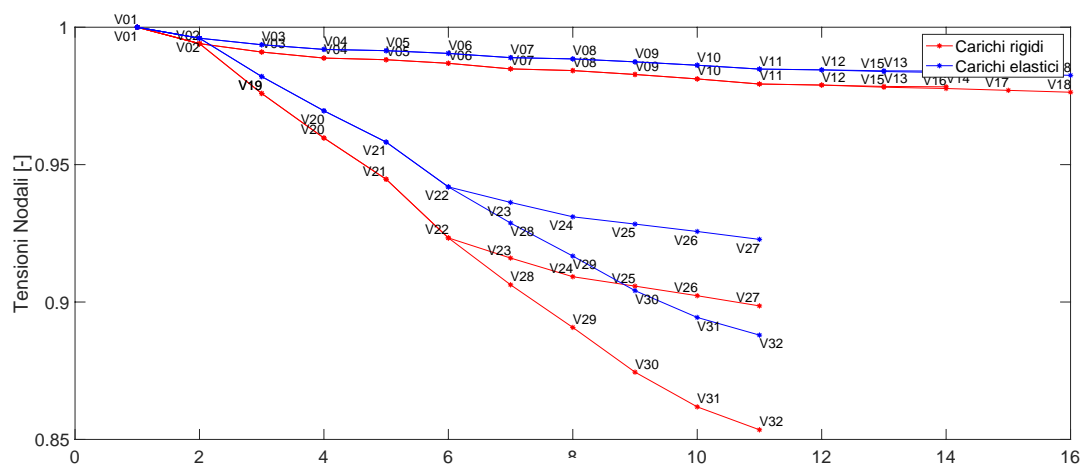


Figura 6.17



La considerevole riduzione del carico in questo scenario permette dunque il contenimento della congestione, così gravosa nello scenario 1. Le perdite totali si sono quasi dimezzate, passando da 1,014 MW a 609 KW.

Si riportano, come per i casi precedenti i tabulati con le grandezze caratteristiche di nodi e linee. Tutte le considerazioni sulla potenza reattiva sono analoghe anche in questo caso.

Bus Data d=1 (carico elastico) (ore 12.00)								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.000	0.000*	9.22	0.66	0.00*	0.00*	73.160	-
2	0.996	-1.715	-	-	-	-	73.538	0.373
3	0.994	-1.787	-0.40	0.00	-	-	73.897	0.368
4	0.992	-1.839	-0.31	0.00	-	-	74.153	0.363
5	0.991	-1.853	-0.18	0.00	-	-	74.224	0.362
6	0.990	-1.884	-0.28	0.00	-	-	74.376	0.359
7	0.989	-1.919	-0.10	0.00	-	-	74.612	0.352
8	0.988	-1.930	-0.05	0.00	-	-	74.683	0.350
9	0.987	-1.963	-0.04	0.00	-	-	74.849	0.346
10	0.986	-2.002	-0.20	0.00	-	-	75.040	0.341
11	0.985	-2.034	-0.05	0.00	-	-	75.256	0.335
12	0.984	-2.043	0.02	0.00	-	-	75.301	0.334
13	0.984	-2.055	-0.05	0.00	-	-	75.353	0.334
14	0.984	-2.059	-0.05	0.00	-	-	75.369	0.334
15	0.984	-2.057	-0.07	0.00	-	-	75.395	0.332
16	0.984	-2.065	-0.34	0.00	-	-	75.451	0.330
17	0.983	-2.077	-0.04	0.00	-	-	75.529	0.326
18	0.982	-2.089	-0.15	0.00	-	-	75.609	0.324
19	0.982	-2.065	-0.17	0.00	-	-	75.780	0.590
20	0.970	-2.384	-0.12	0.00	-	-	77.848	0.772
21	0.958	-3.308	-0.12	0.00	-	-	79.731	1.024
22	0.942	-4.708	-	-	-	-	82.601	1.298
23	0.936	-5.204	-0.23	0.00	-	-	83.607	1.342
24	0.931	-5.672	-0.12	0.00	-	-	84.562	1.372
25	0.928	-5.912	-0.13	0.00	-	-	85.052	1.381
26	0.926	-6.160	-0.25	0.00	-	-	85.558	1.388
27	0.923	-6.428	-1.79	0.00	-	-	86.104	1.390
28	0.929	-4.884	-0.01	0.00	-	-	85.076	1.335
29	0.917	-5.049	-0.14	0.00	-	-	87.400	1.359
30	0.904	-5.225	-0.93	0.00	-	-	89.904	1.372
31	0.894	-5.365	-0.84	0.00	-	-	91.902	1.377
32	0.888	-5.457	-1.46	0.00	-	-	93.248	1.377

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVar)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	9.22	0.66	-9.20	-0.38	0.021	0.28	
2	2	3	2.33	-0.04	-2.32	0.04	0.006	0.00	
3	3	4	1.92	-0.04	-1.92	0.04	0.003	0.00	
4	4	5	1.61	-0.04	-1.60	0.04	0.001	0.00	
5	5	6	1.43	-0.04	-1.43	0.03	0.001	0.00	
6	6	7	1.15	-0.03	-1.14	0.03	0.002	0.00	
7	7	8	1.04	-0.03	-1.04	0.03	0.000	0.00	
8	8	9	0.99	-0.03	-0.99	0.03	0.001	0.00	
9	9	10	0.94	-0.03	-0.94	0.02	0.001	0.00	
10	10	11	0.74	-0.02	-0.74	0.02	0.001	0.00	
11	11	12	0.69	-0.02	-0.69	0.02	0.000	0.00	
12	12	13	0.10	-0.00	-0.10	0.00	0.000	0.00	
13	12	15	0.61	-0.02	-0.61	0.01	0.000	0.00	
14	13	14	0.05	-0.00	-0.05	-0.00	0.000	0.00	
15	15	16	0.54	-0.01	-0.54	0.01	0.000	0.00	
16	16	17	0.20	-0.01	-0.20	0.01	0.000	0.00	
17	17	18	0.15	-0.01	-0.15	-0.00	0.000	0.00	
18	2	19	6.88	0.42	-6.78	-0.38	0.094	0.05	
19	19	20	6.61	0.38	-6.53	-0.35	0.082	0.04	
20	20	21	6.41	0.35	-6.34	-0.24	0.071	0.11	
21	21	22	6.22	0.24	-6.12	-0.09	0.102	0.15	
22	22	23	2.56	0.07	-2.55	-0.05	0.015	0.02	
23	22	28	3.56	0.02	-3.51	-0.01	0.050	0.01	
24	23	24	2.32	0.05	-2.31	-0.03	0.013	0.02	
25	24	25	2.19	0.03	-2.19	-0.02	0.006	0.01	
26	25	26	2.06	0.02	-2.05	-0.01	0.006	0.01	
27	26	27	1.80	0.01	-1.79	-0.00	0.006	0.01	
28	28	29	3.50	0.01	-3.45	-0.01	0.045	0.01	
29	29	30	3.31	0.01	-3.27	-0.00	0.045	0.01	
30	30	31	2.34	0.00	-2.31	0.00	0.025	0.01	
31	31	32	1.47	-0.00	-1.46	-0.00	0.011	0.00	
Total:							0.609	0.74	

6.4 Analisi parametrica dell'elasticità della domanda

Finora, gli scenari analizzati si riferiscono a due condizioni estreme di carichi quasi perfettamente inelastici ed elastici, valutando per ciascun caso, i vantaggi sulla gestione della rete e i benefici ai consumatori che si sono raggiunti grazie all'inserimento di carichi dispacciabili elastici.

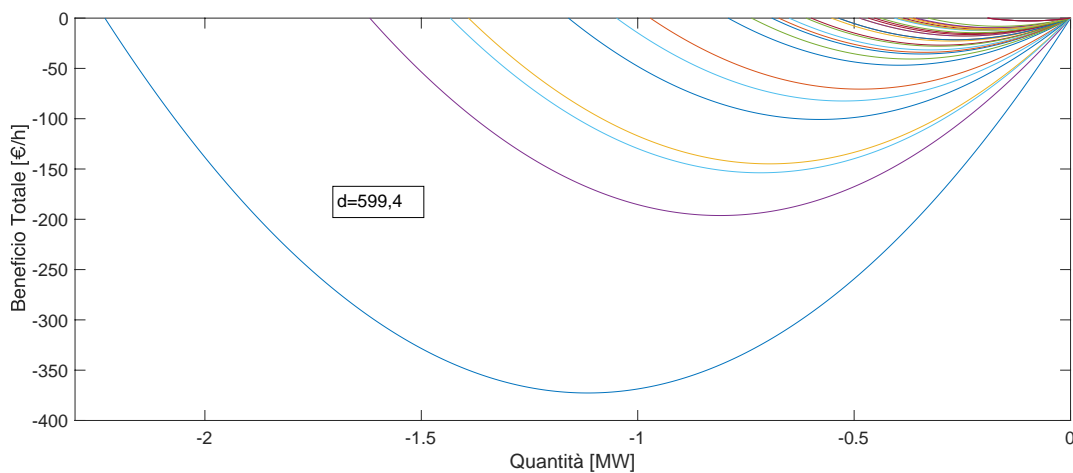
Tra queste due situazioni, però, possono esistere un gran numero di situazioni intermedie, dovute alle diverse risposte fornite dalla domanda ai segnali di prezzo. I vantaggi sarebbero proporzionali, in qualche misura, al livello di elasticità. Si riporta, di seguito, un'analisi fatta per una data ora, in questo caso le 12.00, della risposta della domanda in funzione di diversi valori dell'elasticità. Si vede dalla tabella come tutti i carichi dispacciabili nella rete, numerati da 1 a 31, non aumentino il loro assorbimento in maniera uguale con l'aumento dell'elasticità, ma ciascuno con una propria caratteristica, che dipende fondamentalmente dalla potenza attesa in quel momento. Si è usato il comando logspace per creare un vettore con le pendenze delle rette dei benefici marginali dei carichi dispacciabili e si riportano dieci valori tra 10^5 e 1. I carichi di maggiore entità aumentano il loro assorbimento con un valore più basso di pendenza, cioè per valori di elasticità maggiori. Per ciascun carico, è stato evidenziato il valore massimo di incremento della domanda, per visualizzare il corrispondente valore di elasticità.

Tabella 3

d	100000(rig)	27825	7743	2154	599,4	166,8	46,4	12,9	3,6	1 (el)
c1	1,0000	1,0000	1,0002	1,0006	1,0022	1,0078	1,0277	1,0975	1,2000	1,2000
c2	1,0000	1,0002	1,0006	1,0022	1,0079	1,0282	1,0999	1,1999	1,2000	1,2000
c3	1,0001	1,0004	1,0015	1,0052	1,0187	1,0668	1,1981	1,1999	1,2000	1,2000
c4	1,0000	1,0001	1,0004	1,0016	1,0058	1,0206	1,0730	1,1999	1,2000	1,2000
c5	1,0003	1,0012	1,0043	1,0153	1,0549	1,1956	1,1999	1,2000	1,2000	1,2000
c6	1,0002	1,0008	1,0029	1,0105	1,0341	1,1205	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c7	1,0006	1,0021	1,0077	1,0277	1,0907	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c8	1,0003	1,0009	1,0033	1,0119	1,0392	1,1393	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c9	1,0008	1,0030	1,0108	1,0388	1,1297	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c10	1,0008	1,0030	1,0109	1,0393	1,1321	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c11	1,0010	1,0035	1,0125	1,0448	1,1508	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c12	1,0011	1,0039	1,0140	1,0503	1,1687	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c13	1,0002	1,0006	1,0023	1,0082	1,0275	1,0980	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c14	1,0004	1,0014	1,0051	1,0183	1,0618	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c15	1,0002	1,0006	1,0022	1,0080	1,0270	1,0958	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c16	1,0001	1,0004	1,0016	1,0057	1,0206	1,0735	1,1992	1,1999	1,2000	1,2000
c17	1,0002	1,0008	1,0029	1,0104	1,0373	1,1326	1,1999	1,2000	1,2000	1,2000
c18	1,0003	1,0011	1,0038	1,0137	1,0493	1,1755	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c19	1,0008	1,0027	1,0099	1,0354	1,1268	1,1879	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c20	1,0015	1,0055	1,0198	1,0712	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c21	1,0013	1,0046	1,0166	1,0597	1,1997	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c22	1,0006	1,0021	1,0074	1,0266	1,0957	1,1620	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c23	1,0007	1,0026	1,0093	1,0334	1,1200	1,1999	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c24	1,0003	1,0010	1,0037	1,0135	1,0483	1,0830	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c25	1,0006	1,0023	1,0082	1,0296	1,1062	1,1825	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c26	1,0016	1,0057	1,0205	1,0737	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c27	1,0012	1,0043	1,0155	1,0554	1,1954	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c28	1,0010	1,0035	1,0124	1,0446	1,1591	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c29	1,0016	1,0058	1,0209	1,0750	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c30	1,0014	1,0049	1,0176	1,0632	1,1999	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000
c31	1,0003	1,0010	1,0035	1,0126	1,0450	1,0728	1,2000	1,2000	1,2000	1,2000

Il legame tra la potenza attesa del carico e il valore di elasticità per il quale si verifica la variazione massima si può spiegare come segue. Si consideri l'andamento delle varie parabole di beneficio totale di tutti i carichi della rete, che hanno come derivata il fascio di rette improprio di equazione $y = 599,4 x + q$. Si nota come, in base all'approccio definito nel capitolo 5, un carico avente una maggior potenza attesa (derivante dal profilo di assorbimento), corrisponde a una parabola con vertice più lontano dall'origine degli assi. Quando si varia la pendenza per modificare l'elasticità del carico, la variazione della quantità assorbita avviene più lentamente per carichi di grossa taglia, come confermato in tabella, perché per variare la stessa quantità di domanda servirà una variazione di elasticità maggiore.

Figura 6.18



Con la variazione dell'elasticità avvengono anche le risoluzioni delle congestioni. Sempre nel caso delle ore 12.00 si erano incontrate due congestioni. Si osserva come sulla linea 21-22 si sia risolta la contingenza, mentre per la linea 7-8 la congestione è stata solo ridotta (e così pure l'incidenza sul prezzo).

d	100000	27825	7743	2154	599,4	166,8	46,4	12,9	3,6	1
L7-8	1,4861	1,4860	1,4857	1,4904	0,9712	0,9123	0,8892	0,9333	0,9465	0,9465
L21-22	9,5225	9,5211	9,5161	9,4999	9,4462	0	0	0	0	0

Se si aumenta lo zoom tra i valori 560 e 200 di elasticità si vede che la linea si decongestiona con variazioni gradualmente.

d	380	360	340	320	300	280	260	240	220	200
L21-22	8,8804	7,9820	7,0877	6,1923	5,2946	4,4159	3,4991	2,6092	1,7053	0,8127

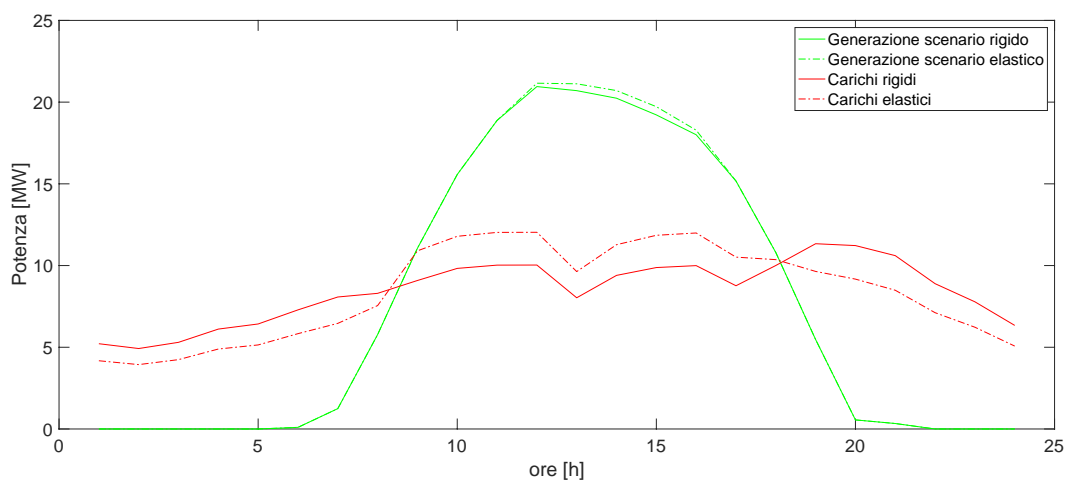
Tornando alla linea 7-8, si era osservato come questa congestione non fosse risolta dai carichi elastici, ma solo smorzata. Se si osservano i valori di produzione dei PV, si nota come al nodo 13 e

al 31, a mezzogiorno, siano molto ridotti anche nello scenario elastico, rispettivamente al 20% e al 7% della potenza che potrebbero generare.

6.5 Simulazione dell'operazione di rete su 24 ore

Pensando a tutta la giornata nella sua interezza, si osservano, dalla figura 17, i valori della generazione totale dei PV e quelli dei carichi dispacciabili. Si può notare la differenza dei profili nei due scenari studiati in questo elaborato (scenario 1 e scenario 2), con considerazioni simili a quelle fatte per i 3 istanti considerati per ciascuno:

Figura 6.19

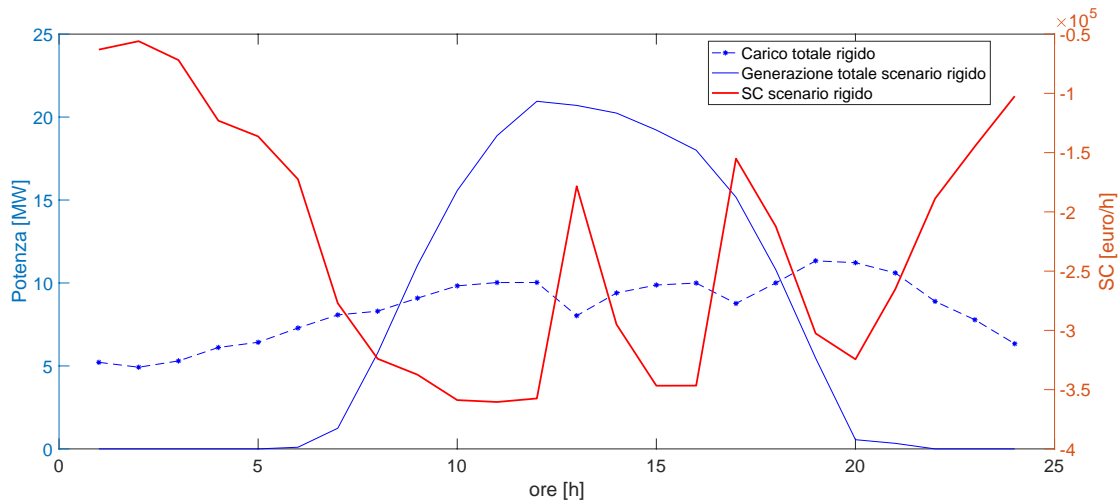


Si evince la fondamentale differenza tra le ore diurne e quelle notturne, sia per l'assenza della produzione dei generatori distribuiti, sia per le riconoscibili variazioni della domanda nei diversi periodi. Prendendo in considerazione solo i carichi dispacciabili, si osserva come la curva continua rossa della domanda rigida stia sopra alla tratteggiata della domanda elastica durante la notte e viceversa durante le ore centrali della giornata, per le quali si ha un eccesso di generazione. Si è spiegato perché questo avviene, è il corretto funzionamento della minimizzazione della funzione di social cost quando si hanno a disposizione dei segnali di prezzo nodali. Nelle ore centrali, se ci sono utenze che possono incrementare il loro assorbimento reagendo a una riduzione del prezzo, esse possono sostenere la gestione di rete, permettendo di ridurre il taglio della generazione, seppure di una quantità contenuta, visto l'elevato surplus. Durante la notte, si ha scarsità di generazione diventa necessario importare energia, ma, come in precedenza, il contributo della demand response può favorire un contenimento delle congestioni, dello sfruttamento delle linee e della deviazione della tensione ai nodi.

6.4.1 variazione del social cost giornaliero

Si sono svolte tutte le simulazioni ripetendo come l'ottimizzazione della rete avvenisse con la minimizzazione della funzione obiettivo, il social cost, ma è utile chiarire il suo andamento durante la giornata. Non si è presentato nella sezione dei singoli casi inelastici ed elastici perché le valutazioni non vanno a premiare uno scenario o un altro a seconda solo del valore della funzione obiettivo. Infatti, il social cost non ha valore assoluto come è stato calcolato in questo elaborato. Non sono stati stimati i già citati costi di manutenzione e gestione della rete e quelli dell'affidabilità della generazione, che entrambi contano nella valutazione completa. Il social cost varia durante le ore e si mostra il suo andamento in entrambi gli scenari analizzati. In figura 18 si è cercato di mostrare lo scenario rigido, sovrapponendo tre curve diverse. Innanzitutto, si è evidenziato in rosso il social cost orario, e insieme ad esso gli andamenti trovati in precedenza nella figura 17. Purtroppo, si conoscono solo valori orari del PUN, quindi si è dovuto costruire una spezzata di questo genere. La spezzata del social cost è stata tracciata tramite Matpower, che, basandosi sulla minimizzazione di tale funzione, ne conosce i valori.

Figura 6.20



Si può notare, ancora una volta, la formula del social cost:

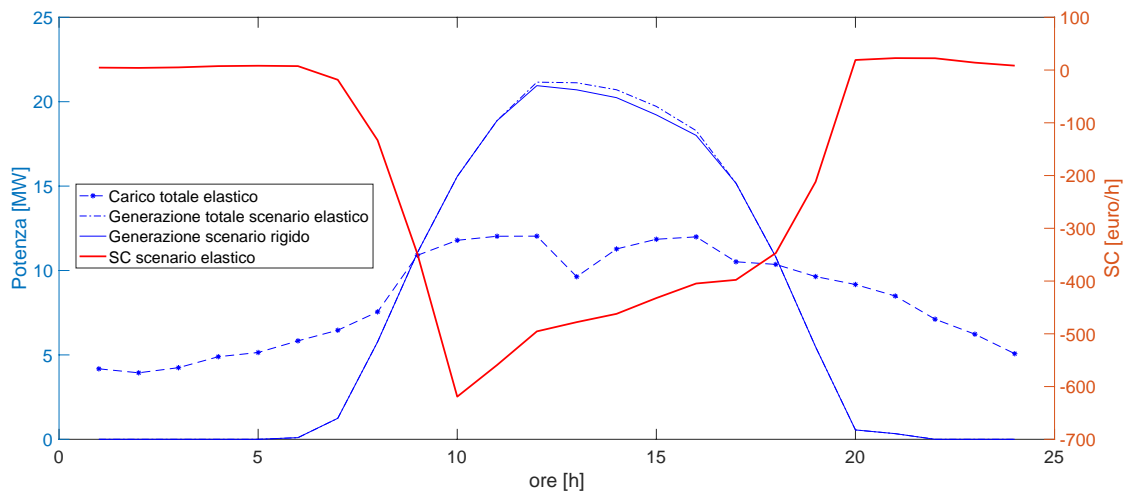
$$SC = G_t[g(t)] + N[z(t)] + \mu_e(t) * [d(t) + L[z(t) - g(t)]] - B[d(t)]$$

Tale formula ha una composizione di molti fattori e non è semplice da calcolare, però sapendone l'andamento si possono fare alcune considerazioni.

Il social cost aumenta, cioè si abbassa il social welfare, quando i carichi calano di potenza. Questo fatto, soprattutto nello scenario rigido, è molto visibile perché i carichi hanno una componente di beneficio molto elevata, dalla definizione stessa di inelasticità, che viene a mancare. Sono ben visibili gli spike, alle ore 13 e alle 17. Viceversa, durante la rampa della domanda il valore si abbassa enormemente. Si conosce bene che lo scenario presentato è un'astrazione, ma con uno scenario misto, non si potevano vedere macroscopicamente i vantaggi della domanda flessibile.

Per lo scenario inelastico, invece, si presenta la figura 19, con i relativi profili:

Figura 6.21



Molto diversa, apparentemente, questa curva del social cost. Effettivamente, dopo le 13, con l'aumento dei carichi, si sarebbe aspettato un altro decremento locale. Al contrario, la funzione aumenta dopo le ore 10, in maniera monotona. Si ricorda che la generazione distribuita era stata tagliata durante le ore centrali per le ingenti congestioni sviluppatesi. Proprio queste contingenze, nello scenario elastico, sono state parzialmente risolte, tagliando in maniera minore la produzione dei PV. Rispetto al caso rigido, quindi, proprio dalle ore 10, ho una generazione maggiore come testimonia il profilo di figura 19.

ore	$\Delta COSTO GENERAZIONE = CG_{Elastico} - CG_{RIGIDO}$
11	-0,024 [€/h]
12	10,33 [€/h]
13	20,94 [€/h]
14	23,37 [€/h]
15	25,17 [€/h]
16	14,04 [€/h]
17	0,05 [€/h]

La tabella, invece, mostra le differenze tra i costi di generazione tra i due scenari nelle ore interessate e dimostra come i costi siano aumentati in questo scenario. Tenendo anche conto che i carichi dispacciabili hanno, per definizione, un beneficio marginale molto ridotto, si ritiene che la curva del social cost sia stata tagliata proprio nell'intervallo di minor taglio dei generatori. In poche parole, il social cost non è aumentato per l'incremento dei vari fattori di costo, di cui si è parlato nel corso della teoria dei prezzi spot, bensì, per un decremento dei benefici. Questo fatto è importante per capire che giudicare il benessere, che porta un investimento in una rete elettrica, può essere ingannevole, o meglio, può essere ingannevole se non si è a conoscenza di tutti i fattori presenti.

7. Conclusione

In questo elaborato si sono trattate alcune attività lato domanda che la rete di distribuzione, con il suo mutamento in parte attiva, ha permesso di sviluppare in un sistema elettrico. In quest'ottica, non solo i generatori distribuiti, ma anche i consumatori possono partecipare al dispacciamento e a migliorare attivamente i servizi di rete, diminuendo i costi di gestione della stessa. Questo beneficio si propaga verso tutti gli utilizzatori della rete, ma è presente uno schema incentivante con retribuzione fissa e una variabile per i soggetti che forniscono questo servizio. Sono state citate nei capitoli precedenti i documenti per la consultazione dei primi anni della riforma, fino ad arrivare alla delibera 300/2017/R/eel di ARERA "Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo". L'anno scorso, il 2 agosto 2018 si è aperto, anche, il progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste, generazione, consumo e accumulo al mercato MSD, così, tramite gli aggregatori, si possono fornire tali servizi alla rete. Responsabilizzare gli utenti anche lato domanda è una necessità per rispondere ai continui cambiamenti in atto, sia in ambito normativo per la fornitura dei servizi che in ambito di efficienza energetica della rete.

Si è, inoltre, introdotta un'altra attività lato domanda al centro del dibattito, la demand response. Anche l'elasticità della domanda può portare molti vantaggi per il sistema rete, compresi una sicurezza e affidabilità della fornitura dell'energia elettrica. È necessario, per implementare questo sistema di prezzi, un mercato sempre più in tempo reale, in modo che i segnali comunicati agli utenti riflettano le reali condizioni della rete.

Con questi presupposti, lo scopo di questo lavoro è quello di analizzare il possibile contributo alla gestione della rete di distribuzione da parte della demand response, in presenza di diversi valori della elasticità del consumatore. Si è cercato di dimostrare quantitativamente, attraverso delle simulazioni, i vantaggi dell'elasticità nella domanda in una rete di distribuzione. Attraverso il sistema dei prezzi nodali, si è coinvolto capillarmente più utenti e si è riusciti a migliorare il dispacciamento delle risorse, perseguendo l'ottima gestione del sistema elettrico. Infatti, MATPOWER svolge diversi power flow per estrapolare i valori di generazione e soprattutto di carico che minimizzano la funzione obiettivo social cost. Si sono modellizzati due diverse tipologie di carico, inelastici ed elastici, nell'ambiente MATPOWER, per attuare la demand response. Si è simulato un optimal load flow in tre momenti particolari della giornata e per ciascuna ora si è implementato il calcolo con i carichi esclusivamente di un tipo. Anche se non è realistico considerare tutti i prelievi di un genere, si è tenuto questo approccio per mostrare i benefici che ha una configurazione rispetto all'altra. Si è riscontrato un andamento dei prezzi nodali più contenuto nello scenario elastico, senza evidenti picchi, dovuti a congestioni presenti nelle linee. Inoltre, sono state trovate tensioni ai nodi di valore più prossimo a quella unitaria del saldo, quindi il controllo delle tensioni in presenza di domanda flessibile sarà facilitato. I carichi dispacciabili elastici sono stati fondamentali per risolvere congestioni presenti nella stessa rete analizzata nel caso tradizionale, in più, durante le ore diurne con molta generazione fotovoltaica, hanno permesso di non tagliare la produzione rinnovabile.

Il social cost, dalla teoria dei prezzi spot, è complesso da stimare perché comprende tanti fattori di generazione, di rete e consumo. Si sono ottenuti diversi andamenti giornalieri di questa funzione obiettivo nei due scenari analizzati. È fondamentale capire in uno scenario con carichi totalmente elastici ci sono benefici che sono contenuti sui costi risparmiati sia per la gestione della rete che per l'affidabilità della fornitura. Questi due valori sono molto difficili da valutare perché è responsabile

il TSO (o DSO) dell'affidabilità e della sicurezza della fornitura. Nel capitolo 4, infatti, si diceva che non si consideravano nelle valutazioni quantitative del social cost. In presenza di carichi elastici la funzione obiettivo è maggiore rispetto all'altro scenario, sembrando in contraddizione con tutta l'analisi dell'elaborato. In realtà, a parte non calcolare fattori di costo comunque fondamentali per valutazioni complessive, bisogna capire un altro punto chiave. Quando si sono viste le definizioni di carichi elastici e non, si è detto come il beneficio di quest'ultimi fosse esorbitante in modo che i prelievi fossero rigidi al valore di assorbimento nominale. Il beneficio totale dei consumatori gioca nella funzione obiettivo da minimizzare, quindi, non si può dire che in uno scenario con carichi inelastici ci sia una diminuzione del costo, ma è più corretto dire che c'è un aumento spropositato del beneficio dei consumatori, in virtù della definizione di elasticità. Il social cost calcolato in questa tesi ha un ruolo fondamentale perché consente l'ottimizzazione della rete analizzata, ma non valuta in maniera completa ed esaustiva quale scenario è più vantaggioso.

Un possibile sviluppo futuro per l'attività svolta può essere valutare lo scambio di reattiva sulla base dei prezzi nodali, valutare la convenienza di unità di accumulo o lo studio di nuove tariffe per incentivare la flessibilità della domanda.

Bibliografia

- R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez (2019). *MATPOWER (Version 7.0)* [Software]. Available: <https://matpower.org>
- R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez. *MATPOWER User's Manual, Version 7.0*. 2019. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-7.0.pdf>
- RSE, Politecnico di Milano, a cura di Associazione Energy @home, 2018, Partecipazione della domanda flessibile al mercato del servizio di dispacciamento, (capitolo 2)
- Qi Wang, Chunyu Zhang, Yi Ding, George Xydis, Jianhui Wang, Jacob Ostergaard, 2014, Review of real-time electricity markets for Integrating Distributed Energy Resources and Demand Response.
- M. Parsa Moghaddam, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, 2011, Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets.
- F. Bignucolo, R. Caldon, A. Sacco, 2008, Ottimizzazione tecnico-economica di una rete di distribuzione in presenza di Generazione Distribuita: algoritmi e simulazioni.
- Sito di EnelX. www.enelx.com, (pagina 18)
- Sito del Gestore dei Mercati Energetici, www.mercatoelettrico.org, (pagina 47)